



Universidad
Carlos III de Madrid

Grado en ingeniería eléctrica.

TRABAJO FIN DE GRADO:

**Análisis del impacto del
vehículo eléctrico en
las redes españolas en
2050.**

Autor: David Luque García.

Tutora: Hortensia Elena Amaris Duarte.

Leganés, 25 de septiembre de 2017

I. Índice.

I.	Índice.	2
II.	Lista de figuras.	5
III.	Lista de tablas.	6
IV.	Abreviaciones y acrónimos.	8
1.	Resumen del TFG.	9
2.	Introducción y objetivos.	10
2.1	Introducción.	10
2.2	Objetivos.	10
2.3	Estructura.	11
3.	Estado del arte.	13
3.1	Tipos de conectores.	13
3.2	Análisis de estaciones de recarga.	14
3.3	Análisis del vehículo eléctrico.	18
3.4	Autonomía del vehículo eléctrico y precio.	21
3.5	Comparación entre el VE y el VCI.	23
3.6	Propuestas para una mayor aceptación del vehículo eléctrico.	25
3.7	Conclusiones.	27
4.	Expectativas de crecimiento del Vehículo eléctrico y generación distribuida hasta 2050.	28
4.1	Expectativas de crecimiento del Vehículo eléctrico y de la generación distribuida en la actualidad.	28
4.1.1	El Vehículo eléctrico en la actualidad.	28
4.1.2	Generación distribuida en la actualidad.	32
4.2.	Expectativas de crecimiento del VE y de la GD para 2020.	34
4.2.1	Vehículo eléctrico en 2020	34
4.2.2	Generación distribuida en 2020	37
4.3.	Expectativas de crecimiento del VE y de la GD para 2030.	38
4.3.1	Vehículo eléctrico en 2030	38
4.3.2	Generación distribuida en 2030	39
4.4.	Expectativas de crecimiento del VE y de la GD para 2040.	40
4.4.1	Vehículo eléctrico en 2040	40
4.4.2	Generación Distribuida en 2040	42
4.5.	Expectativas de crecimiento del VE y de la GD para 2050.	43

4.5.1	Vehículo eléctrico en 2050	43
4.5.2	Generación distribuida en 2050	44
4.6.	Resumen.....	46
5.	Estudio y selección de una red tipo de baja tensión.....	47
5.1	Descripción de la red de baja tensión del proyecto DISCERN.	47
5.2	Tarifas aplicables a las distintas cargas conectadas a la red.	50
5.3	Perfiles de demanda para el año 2017.	52
5.3.1	Día de invierno con mayor demanda eléctrica para 2017.....	52
5.3.2	Día de invierno con menor demanda eléctrica para 2017	52
5.3.3	Día de verano con mayor demanda eléctrica para 2017	52
5.3.4	Día de verano con menor demanda eléctrica en 2017.....	52
5.4	Extrapolación de las potencias consumidas a nuestra red.....	53
6.	Simulaciones de la red de baja tensión sin generación distribuida.	55
6.1	Simulaciones actualidad.....	55
6.2	Simulaciones 2020 sin GD.....	57
6.2.1	Simulación para el día con mayor demanda de verano (14 julio).....	58
6.2.2	Simulación para el día con menor demanda de verano (25 junio).	59
6.2.3	Simulación para el día con mayor demanda de invierno (2 febrero).	60
6.2.4	Simulación para el día con menor demanda de invierno (26 nov).	61
6.3	Simulaciones 2030 sin GD.....	62
6.3.1	Simulación para el día con mayor demanda de verano (14 julio).....	62
6.3.2	Simulación para el día con menor demanda de verano (25 junio).	63
6.3.3	Simulación para el día con mayor demanda de invierno (2 febrero).	64
6.3.4	Simulación para el día con menor demanda de invierno (26 nov).	65
6.4	Simulaciones 2040 sin GD.....	66
6.4.1	Simulación para el día con mayor demanda de verano (14 julio).....	66
6.4.2	Simulación para el día con menor demanda de verano (25 junio).	67
6.4.3	Simulación para el día con mayor demanda de invierno (2 febrero).	68
6.4.4	Simulación para el día con mayor demanda de invierno (26 nov).	69
6.5	Simulaciones 2050 sin GD.....	70
6.5.1	Simulación para el día con mayor demanda de verano (14 julio).....	70
6.5.2	Simulación para el día con menor demanda de verano (25 junio).	71
6.5.3	Simulación para el día con mayor demanda de invierno (2 febrero).	72
6.5.4	Simulación para el día con menor demanda de invierno (26 nov).	73

7.	Simulaciones de la red de baja tensión con generación distribuida.....	74
7.1	Simulaciones en la actualidad con GD.	75
7.1.1	Simulación para el día con mayor demanda de verano (14 julio).....	75
7.1.2	Simulación para el día con menor demanda de verano (25 junio).	76
7.1.3	Simulación para el día con mayor demanda de invierno (2 febrero).	77
7.1.4	Simulación para el día con menor demanda de invierno (26 nov).	78
7.2	Simulaciones en 2020 con GD.....	79
7.2.1	Simulación para el día con mayor demanda de verano (14 julio).....	79
7.2.2	Simulación para el día con menor demanda de verano (25 junio).	80
7.2.3	Simulación para el día con mayor demanda de invierno (2 febrero).	81
7.2.4	Simulación para el día con menor demanda de invierno (26 nov).	82
7.3	Simulaciones en 2030 con GD.	83
7.3.1	Simulación para el día con mayor demanda de verano (14 julio).....	83
7.3.2	Simulación para el día con menor demanda de verano (25 junio).	84
7.3.3	Simulación para el día con mayor demanda de invierno (2 febrero).	85
7.3.4	Simulación para el día con menor demanda de invierno (26 nov).	86
7.4	Simulaciones en 2040 con GD.....	87
7.4.1	Simulación para el día con mayor demanda de verano (14 julio).....	87
7.4.2	Simulación para el día con menor demanda de verano (25 junio).	88
7.4.3	Simulación para el día con mayor demanda de invierno (2 febrero).	89
7.4.4	Simulación para el día con menor demanda de invierno (26 nov).	90
7.5	Simulaciones en 2050 con GD.....	91
7.5.1	Simulación para el día con mayor demanda de verano (14 julio).....	91
7.5.2	Simulación para el día con menor demanda de verano (25 junio).	92
7.5.3	Simulación para el día con mayor demanda de invierno (2 febrero).	93
7.5.4	Simulación para el día con menor demanda de invierno (26 nov).	94
8.	Conclusiones.....	95
8.1	Conclusiones para la red sin GD.	96
8.2	Conclusiones para la red con GD.....	97
9.	Presupuesto.	99
	Referencias	100

II. Lista de figuras.

<i>Imagen 1: Conectores Schuko</i>	13
<i>Imagen 2: Conector SAE J1772</i>	13
<i>Imagen 3: Conector Mennekes</i>	14
<i>Imagen 4: Conector CHAdeMO</i>	14
<i>Imagen 5: modos de recarga</i>	15
<i>imagen 6: Curva de generación y demanda eléctrica del 2/02/2017</i>	16
<i>Imagen 7: Distribución de puntos de recarga en la península Ibérica e islas Baleares y Canarias</i>	17
<i>Imagen 8: Recarga del VE en horas Valle y horas Punta</i>	19
<i>imagen 9: Curva precio electricidad 2/02/2017</i>	20
<i>imagen 10: ventas de VEs según el modelo en Europa</i>	22
<i>Imagen 11: Nissan Leaf</i>	22
<i>Imagen 12: Renault Zoe</i>	22
<i>Imagen 13: Tesla Model S</i>	23
<i>Imagen 14: Implantación del vehículo eléctrico en Europa</i>	25
<i>Imagen 15: Emisiones de gases del VCI</i>	26
<i>imagen 16: Países del mundo con mayor índice de ventas de VEs anuales</i>	31
<i>imagen 17: Evolución de la potencia total instalada en España</i>	32
<i>imagen 18: Número de instalaciones, potencia instalada y energía vendida de plantas de cogeneración, solar fotovoltaica y eólica (izquierda) y del total régimen especial (derecha)</i>	33
<i>imagen 19: Evolución de la densidad de energía de las baterías y su precio</i>	35
<i>imagen 20: distribución de fuentes de energía según el consumo energético</i>	37
<i>imagen 21: fuentes de generación de electricidad 2014</i>	37
<i>imagen 22: expectativas de crecimiento del VE a nivel mundial hasta 2040</i>	39
<i>imagen 23: Evolución del parque de vehículos hasta 2040</i>	41
<i>imagen 24: Potencia global instalada en 2016 y 2040</i>	42
<i>imagen 25: Horas de funcionamiento de las tecnologías convencionales en 2015</i>	45
<i>Imagen 26: Red tipo de baja tensión proyecto DISCERN</i>	48
<i>imagen 27: Simplificación de la red tipo de baja tensión</i>	50
<i>imagen 28: tiempo empleado en el proyecto</i>	99

III. Lista de tablas.

Tabla 1: Acrónimos.....	8
Tabla 2: Matriculaciones del VE por año en España.....	18
Tabla 3: Comparativa del número de puntos de recarga pública en diferentes países de Europa.....	29
Tabla 4: Comparación entre la previsión del parque de VEs en España y los datos reales.....	30
Tabla 5: países con un mayor índice de ventas de VEs anuales del mundo.....	31
Tabla 6: potencia instalada en España (solo en la península).....	34
Tabla 7: Resumen del incremento de la potencia demandada por el VE y la GD hasta el año 2050.....	46
Tabla 8: impedancias de los conductores según el tipo.....	49
Tabla 9: Tarifas aplicadas a cada carga de la red.....	51
Tabla 10: Resumen demanda eléctrica de referencia para distintos días del año.....	53
Tabla 11: Coeficientes para extrapolar la potencia de las cargas.....	53
Tabla 12: resumen sección e intensidad máxima admisible de los 3 feeders de la red.....	55
Tabla 13: simulación “Bus data” caso base.....	56
Tabla 14: simulación caso base utilizando una sección de 50 mm ²	56
Tabla 15: simulación caso base utilizando una sección de 120 mm ²	57
Tabla 16: simulación “Bus data” 14 julio 2020.....	58
Tabla 17: simulación “Branch data” 14 julio 2020.....	58
Tabla 18: simulación “Bus data” 25 junio 2020.....	59
Tabla 19: simulación “Branch data” 25 junio 2020.....	59
Tabla 20: simulación “Bus data” 2 febrero 2020.....	60
Tabla 21: simulación “Branch data” 2 febrero 2020.....	60
Tabla 22: simulación “Bus data” 26 noviembre 2020.....	61
Tabla 23: simulación “Branch data” 26 noviembre 2020.....	61
Tabla 24: simulación “Bus data” 14 julio 2030.....	62
Tabla 25: simulación “Branch data” 14 julio 2030.....	62
Tabla 26: simulación “Bus data” 25 junio 2030.....	63
Tabla 27: simulación “Branch data” 25 junio 2030.....	63
Tabla 28: simulación “Bus data” 2 febrero 2030.....	64
Tabla 29: simulación “Branch data” 2 febrero 2030.....	64
Tabla 30: simulación “Bus data” 26 noviembre 2030.....	65
Tabla 31: simulación “Branch data” 26 noviembre 2030.....	65
Tabla 32: simulación “Bus data” 14 julio 2040.....	66
Tabla 33: simulación “Branch data” 14 julio 2040.....	66
Tabla 34: simulación “Bus data” 25 junio 2040.....	67
Tabla 35: simulación “Branch data” 25 junio 2040.....	67
Tabla 36: simulación “Bus data” 2 febrero 2040.....	68
Tabla 37: simulación “Branch data” 2 febrero 2040.....	68
Tabla 38: simulación “Bus data” 26 noviembre 2040.....	69
Tabla 39: simulación “Branch data” 26 noviembre 2040.....	69
Tabla 40: simulación “Bus data” 14 julio 2050.....	70
Tabla 41: simulación “Branch data” 14 julio 2050.....	70
Tabla 42: simulación “Bus data” 25 junio 2050.....	71
Tabla 43: simulación “Branch data” 25 junio 2050.....	71
Tabla 44: simulación “Bus data” 2 febrero 2050.....	72
Tabla 45: simulación “Branch data” 2 febrero 2050.....	72

Tabla 46: simulación “Bus data” 26 noviembre 2050.....	73
Tabla 47: simulación “Branch data” 26 noviembre 2050	73
Tabla 48: simulación “Bus data” 14 julio 2017	75
Tabla 49: simulación “Branch data” 14 julio 2017.....	75
Tabla 50: simulación “Bus data” 25 junio 2017.....	76
Tabla 51: simulación “Branch data” 25 junio 2017	76
Tabla 52: simulación “Bus data” 2 febrero 2017	77
Tabla 53: simulación “Branch data” 2 febrero 2017	77
Tabla 54: simulación “Bus data” 26 noviembre 2017.....	78
Tabla 55: simulación “Branch data” 26 noviembre 2017	78
Tabla 56: simulación “Bus data” 14 julio 2020	79
Tabla 57: simulación “Branch data” 14 julio 2020.....	79
Tabla 58: simulación “Bus data” 25 junio 2020.....	80
Tabla 59: simulación “Branch data” 25 junio 2020	80
Tabla 60: simulación “Bus data” 2 febrero 2020.....	81
Tabla 61: simulación “Branch data” 2 febrero 2020	81
Tabla 62: simulación “Bus data” 26 noviembre 2020.....	82
Tabla 63: simulación “Branch data” 26 noviembre 2020	82
Tabla 64: simulación “Bus data” 14 julio 2030	83
Tabla 65: simulación “Branch data” 14 julio 2030.....	83
Tabla 66: simulación “Bus data” 25 junio 2030.....	84
Tabla 67: simulación “Branch data” 25 junio 2030	84
Tabla 68: simulación “Bus data” 2 febrero 2030.....	85
Tabla 69: simulación “Branch data” 2 febrero 2030	85
Tabla 70: simulación “Bus data” 26 noviembre 2030.....	86
Tabla 71: simulación “Branch data” 26 noviembre 2030	86
Tabla 72: simulación “Bus data” 14 julio 2040.....	87
Tabla 73: simulación “Branch data” 14 julio 2040.....	87
Tabla 74: simulación “Bus data” 25 junio 2040.....	88
Tabla 75: simulación “Branch data” 25 junio 2040	88
Tabla 76: simulación “Bus data” 2 febrero 2040	89
Tabla 77: simulación “Branch data” 2 febrero 2040	89
Tabla 78: simulación “Bus data” 26 noviembre 2040.....	90
Tabla 79: simulación “Branch data” 26 noviembre 2040	90
Tabla 80: simulación “Bus data” 14 julio 2050	91
Tabla 81: simulación “Branch data” 14 julio 2050.....	91
Tabla 82: simulación “Bus data” 25 junio 2050.....	92
Tabla 83: simulación “Branch data” 25 junio 2050	92
Tabla 84: simulación “Bus data” 2 febrero 2050.....	93
Tabla 85: simulación “Branch data” 2 febrero 2050	93
Tabla 86: simulación “Bus data” 26 noviembre 2050.....	94
Tabla 87: simulación “Branch data” 26 noviembre 2050	94
Tabla 88: comparación entre la red de DISCERN y la elaborada en este proyecto.	95
Tabla 89: Presupuesto.....	99

IV. Abreviaciones y acrónimos.

Acrónimos	Significado
[ACEA]	Asociación de Constructores Europeos de Automóviles
[AEDIVE]	Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso del Vehículo Eléctrico
[AEGFA]	Asociación Española de Gestores de Flotas de Automóviles
[BEV]	Vehículo Eléctrico de Batería
[BOE]	Boletín Oficial del Estado
[COP21]	Conferencia de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
[DPCA]	Distribution Power Coalition of America
[DSO]	Distribution System Operator
[EEGI]	European Electricity Grid Initiative
[EEUU]	Estados Unidos
[EOI]	Escuela de Organización Industrial
[EV] [VE]	Vehículo eléctrico
[FAEN]	Fundación Asturiana de la ENergía
[GD]	Generación distribuida
[GEI]	Gases de efecto invernadero
[HEV]	Híbridos Clásicos no Enchufables
[ICE] [VCI]	Vehículo de combustión interna
[IEA]	International Energy Agency
[ITC]	Institución Técnica Complementaria
[MIET]	Ministerio de Industria, Energía y Turismo
[OMIE]	Operador del Mercado Ibérico de Energía
[OMS]	Organización Mundial de la Salud
[PANER]	Plan de Acción Nacional de Energías Renovables
[PHEV]	Vehículo Híbrido Eléctrico Enchufable
[REE]	Red Eléctrica de España
[RITE]	Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios
[UNESA]	Asociación Española de la Industria Eléctrica
[UUEE]	Unión Europea
[V2G]	Vehicles to grid

Tabla 1: Acrónimos.
[Elaboración propia]

1. Resumen del TFG.

La evolución y desarrollo tanto del vehículo eléctrico como de la generación distribuida es algo innegable, la duda que se presenta no es tanto si estas tecnologías van a crecer, sino a qué velocidad lo harán en los próximos años.

En este proyecto se realiza una estimación de dicha evolución teniendo en cuenta diversos factores: la evolución y el precio de las baterías, la infraestructura eléctrica de cada país (puntos de recarga, electrolinerías, etc...), las políticas que adopten los fabricantes, los gobiernos (subvenciones, etc...) entre otros.

Se puede apreciar que tanto en la actualidad, como en las previsiones de futuro, España adoptará unas medidas más conservadoras, en comparación con países como Noruega (líder con una mayor proporción de vehículos eléctricos por habitante), China (líder en el mercado de las energías renovables y futuro líder en el mercado del VE), Alemania, Holanda... No obstante todos tienen el mismo objetivo; sustituir al 100% la flota de VCI por VEs para finales de 2050 y explotar las fuentes de energía renovables para obtener un ecosistema sostenible.

Es evidente que al aumentar el número de vehículos eléctricos, aumenta la potencia demandada y que, al instalar más generación distribuida, se obtiene una mayor generación en diferentes puntos de la red. Por lo tanto, para poder llegar a cumplir con los objetivos antes mencionados, se necesitan analizar las redes eléctricas. Por ello, se ha seleccionado una red tipo del proyecto **DISCERN** [1].

Utilizando la herramienta “**MATPOWER**” se pueden estudiar los flujos de carga de las líneas y analizar su comportamiento ante variaciones de potencia y generación.

Tras realizar las distintas simulaciones, tomando como referencia los días con una mayor y menor demanda eléctrica registrados en el **BOE** en la “*resolución del 30 de diciembre de 2016 de la Dirección General de Política Energética y Minas*” y las expectativas de crecimiento del vehículo eléctrico y de la generación distribuida, se puede observar que la red seleccionada va aumentando su índice de carga conforme van avanzando los años.

Al analizar la evolución del vehículo eléctrico sin tener en cuenta la generación distribuida, se aprecia que para el año 2050, algunas líneas estarían bastante cargadas, sobrepasando los límites de seguridad y dejando poco margen entre la intensidad que circula y la máxima admisible que marca el límite térmico del conductor.

Este problema se solventaría al introducir la evolución de la generación distribuida. En este caso, se observa que las líneas están mucho más descargadas y que la red soportaría sin problemas la potencia demandada para cualquier hora del año desde la actualidad (2017) hasta el 2050.

2. Introducción y objetivos.

2.1 Introducción.

Actualmente los gobiernos de los distintos países están desarrollando importantes campañas de información para concienciar a la población sobre los problemas medioambientales que provocan los GEI, como la aceleración del calentamiento global, los problemas de salud cardio-respiratorios y también problemas económicos, como las sanciones impuestas por la UUEE por sobrepasar los límites de emisiones.

Igualmente, desde el aspecto político se pretende concienciar a los ciudadanos sobre los inconvenientes del uso excesivo del petróleo y la dependencia energética de España con los países petroleros. Por lo tanto, el Vehículo Eléctrico [VE] se convierte en una solución a dicho problema, ya que evitaría la dependencia con ciertos países y España sería más autosuficiente. Además, se mejoraría la calidad del aire (sobre todo en las ciudades), la imagen del país, se reducirían las sanciones impuestas por la UUEE (o incluso se obtendrían primas) y se abriría un potente mercado tanto de compraventa de electricidad, como de desarrollo, mantenimiento y reparación de VEs.

2.2 Objetivos.

Por todo lo anterior, los **objetivos** que se plantean en este proyecto son los siguientes:

- Analizar las expectativas de crecimiento de los vehículos eléctricos desde la fecha actual, 2017 hasta el año 2050. Esto permitirá estimar si los VE pueden convertirse en una solución a los problemas anteriormente planteados.
- Analizar si las redes eléctricas de distribución (residencial, industrial y comercial) están preparadas para acoger las expectativas de crecimiento de los VEs. Este incremento de demanda debido al uso del VE se analizará con distintos escenarios de crecimiento de la Generación Distribuida. En este punto, los aspectos eléctricos que se analizarán son las variaciones de tensión, la intensidad que circulará por las líneas y las sobrecargas en las redes eléctricas de baja tensión.

Los resultados que se obtengan en el proyecto servirán para informar a la población sobre las ventajas que tienen los vehículos eléctricos frente a los vehículos de combustión interna. Por ejemplo, el ahorro del combustible, una solución a la aceleración del cambio climático, una mejora en la calidad de vida, un mejor rendimiento, etc... son algunas de las ventajas que poseen los VEs frente a los VCI. También se pretende derribar las barreras que se le han puesto al VE como son el impuesto al sol, las escasas subvenciones y la “mala reputación” en algunos sectores

de la población, en los que se desconfía de la durabilidad de las baterías, de la calidad de la conducción y se adopta una actitud conservadora frente a este cambio.

2.3 Estructura.

En este TFG, estudiaremos el impacto del vehículo eléctrico [VE] en una red tipo de distribución de baja tensión.

En el **primer bloque**, compararemos la situación actual del país con la situación europea. Analizaremos los tipos de conectores que más se comercializan, las estaciones de recarga, detallando los tipos y modos de recarga. También analizaremos algunos tipos de vehículos eléctricos [VEs], cuáles son los más vendidos en Europa, qué precio tienen y de cuánta autonomía disponen.

Además, compararemos las diferentes políticas de gobierno que emplean algunos países de la Unión Europea para fomentar el uso del VE, (campañas informativas a favor del VE, subvenciones, reducción de impuestos, recargas públicas gratuitas...) y las políticas de los fabricantes (aumento de los VEs ofertados, reducción del precio del VE, ofrecimiento de servicios de mantenimiento y reparación del VE, servicios de alquiler de baterías, etc...).

Del mismo modo analizaremos la contaminación actual en distintos países del mundo, provocados en gran medida por los gases que expulsan los vehículos de combustión interna [VCI] (CO_2 , CO , NO_x , HC , SO_2 ...) y las partículas en suspensión.

Para finalizar con este bloque, plantearemos una serie de propuestas con el fin de aumentar la demanda del VE y que ya, muchos países incorporan en sus planes de gobierno, como son las ayudas y subvenciones (antes mencionadas) o campañas informativas sobre la contaminación, sobre el VE, sobre los contadores inteligentes, las tarifas horarias, etc...

En el **segundo bloque**, analizaremos tanto el vehículo eléctrico como la generación distribuida desde la actualidad hasta 2050, siguiendo periodos de una década (actualidad, 2020, 2030, 2040 y 2050).

En cada periodo analizaremos tanto la evolución del VE (los puntos de recarga, las políticas de gobierno y de los fabricantes que apoyen o no al VE, el parque total de VE, etc...) como la generación distribuida (breve explicación, potencia instalada, estimaciones del aumento de la generación distribuida, etc...)

En el **tercer bloque**, haremos un análisis de nuestra red tipo, utilizando la herramienta "MATPOWER" de Matlab. Aquí se podrá ver el grado de saturación de cada línea, las tensiones en los diferentes nudos y las intensidades que circulan por las ramas. Para ello se realizan simulaciones para cada periodo de tiempo, simulando los casos más favorables y desfavorables, hasta llegar al punto de saturar las líneas.

Por último, incluiremos unas **conclusiones**, en las que se valorarán todas estas simulaciones, decidiendo si dicha red soportará los aumentos de demanda y

generación en los años venideros, cuándo saturarán, qué soluciones se pueden aportar para mantener la red en condiciones óptimas, etc...

3. Estado del arte.

Atendiendo a lo comentado anteriormente, en este apartado analizaremos más en detalle el primer bloque de la introducción. Para empezar, haremos un breve resumen de los conectores más comunes que existen.

3.1 Tipos de conectores.

No hay unos estándares, aunque los más comunes son:

- Enchufe doméstico o enchufe Schuko sin comunicaciones: ideal para redes monofásicas de 220 V, 50 Hz y un amperaje máximo de 16 A.
Véase la *imagen 1*:



Imagen 1: Conectores Schuko.
[Catálogo de Schneider]

- Conector con 5 entradas (1 fase, tierra, neutro y 2 pins de comunicaciones): admite un rango de intensidades desde 10 hasta 32 Amperios y una potencia de 2.3 hasta 7.2 kW según el fabricante. Su tensión admisible es de 220 V.
Ver *imagen 2*:



Imagen 2: Conector SAE J1772.
[Catálogo de Schneider]

- Conector de 7 entradas (3 fases, tierra, neutro y 2 pins de comunicaciones): Admite un rango de intensidades de 16 hasta 32 Amperios y una potencia de 2.3 hasta 22 kW según fabricante. Además, se puede conectar a una red monofásica a 220 V o a una red trifásica a 400 V. Se muestra en la *imagen 3*:



- Imagen 4: Conector CHAdEMO.**
[Catálogo de Schneider]

14

- Modo 1 (sin comunicación): es el modo de conexión más básico y carece de comunicación. Se establece a través de un conector Schuko.
- Modo 2 (comunicación baja): la comunicación consiste en verificar la correcta conexión entre el vehículo y la red. Puede utilizar un conector schuko y el cable cuenta con un dispositivo intermedio de control piloto que cumple dicha función.
- Modo 3 (comunicación alta): tiene un elevado grado de comunicación. Los dispositivos de control y protecciones se encuentran dentro del punto de recarga y el cable incluye hilo piloto para las comunicaciones. Se pueden usar conectores como SAEJ1772, Mennekes...
- Modo 4 (comunicación alta y recarga rápida): también tiene un elevado grado de comunicación y además cuenta con un conversor a corriente continua. Solo se utiliza para las recargas rápidas de los VEs y utiliza un conector CHadeMO.

[1]

A continuación, se muestra en la *imagen 5*:

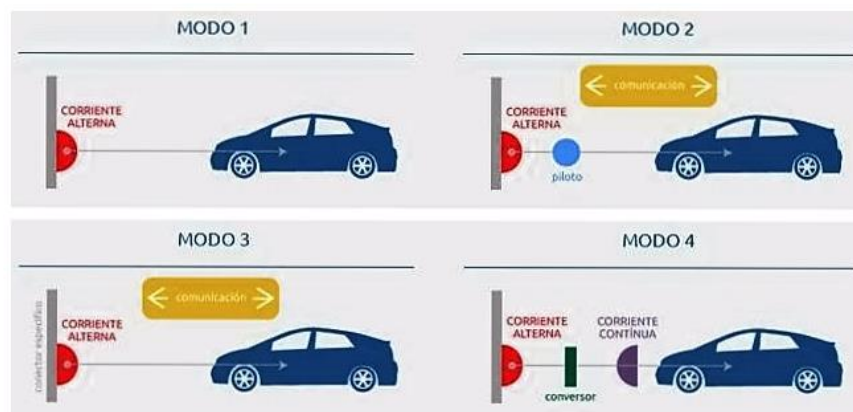


Imagen 5: modos de recarga.
[FAEN]

En cuanto a los tipos de recarga se distingue recarga convencional, recarga semirrápida, recarga rápida, recarga ultrarrápida e intercambio de baterías. A continuación, se explicará cada una de ellas:

- Recarga convencional o lenta: utiliza un conector schuko y una red monofásica de 16 A y 230 V (red doméstica), la cual entrega una potencia de aproximadamente 3.7 kW. El tiempo estimado de carga de la batería ronda las 8 horas y es un tipo de recarga ideal para una vivienda, en la cual, si se dispone de un contador electrónico y una tarifa horaria de electricidad, se puede abaratar la recarga del VE programando dicha recarga en horas valle, donde la electricidad es más barata. Además, este tipo de recargas pueden ayudar aplanar la curva de la demanda y a optimizar el consumo energético.

Véase en la *imagen 6*:

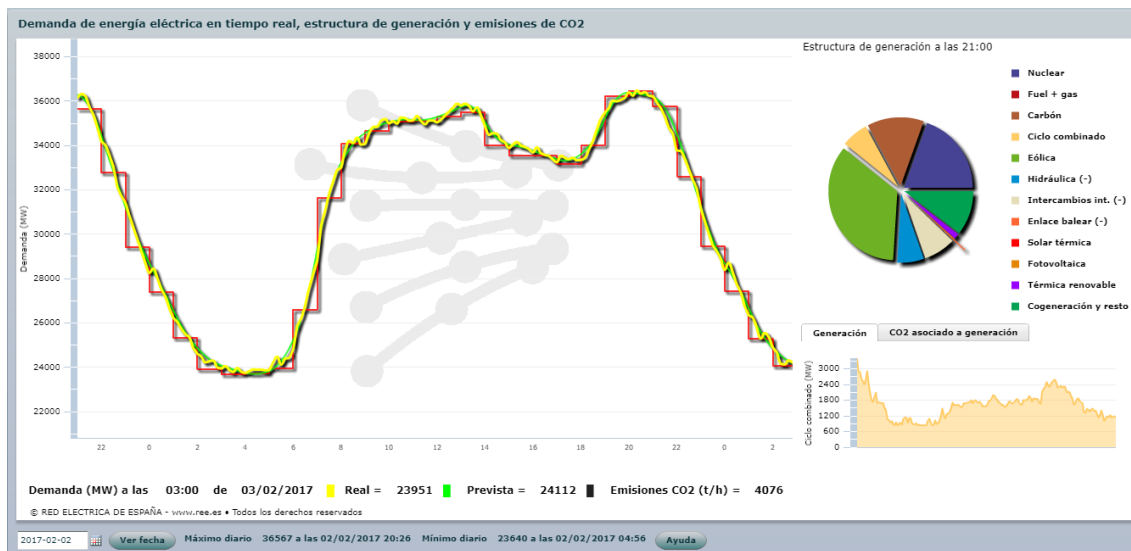
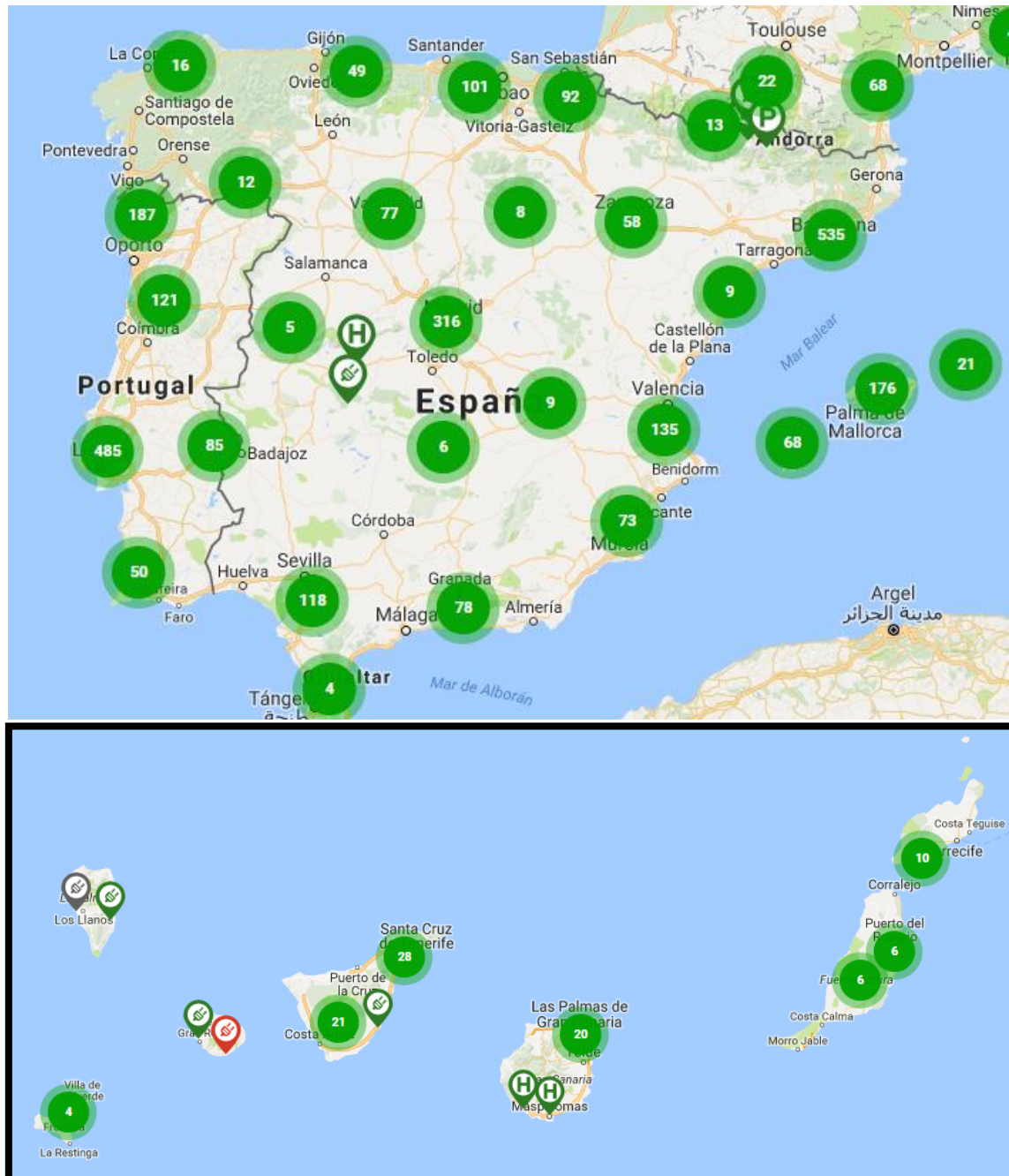


imagen 6: Curva de generación y demanda eléctrica del 2/02/2017.
[REE; 2 febrero 2017]

- Recarga semirrápida: es similar a la recarga lenta solo que utiliza un mayor amperaje (32 A) y por consecuencia, una mayor potencia (en torno a 7.3 kW). También necesita 230 V y es ideal para utilizarla en garajes privados o comunitarios. El tiempo estimado de recarga ronda las 4 horas, por lo que es muy recomendable establecer el inicio de la recarga sobre las 2 de la mañana donde la electricidad es más barata.
- Recarga rápida: a diferencia de los otros tipos de recarga, esta utiliza el modo 4 (antes mencionado), una mayor intensidad y además entrega la energía en corriente continua. Transmite una potencia de alrededor de 50 kW. El tiempo estimado de recarga ronda los 15 minutos para una carga del 50% y 30 minutos para una carga del 80% de la batería.
En cuanto a sus requisitos, utiliza conectores CHAdeMO y necesita una red y una infraestructura adecuada a la potencia que demanda. Si ponemos una referencia, la potencia demandada por dicho punto de recarga es equivalente a la demandada por un edificio de unas 15 viviendas.
- Recarga ultrarrápida: aunque no es muy utilizada y aún está en fase experimental, este tipo de recarga permite cargar la batería por completo, en un tiempo entre 5 y 10 minutos. Para ello, debe utilizar una potencia muy elevada cuyo inconveniente es el incremento de temperatura, que acorta la vida útil de las baterías. [2]
- Intercambio de baterías: se basa en intercambiar la batería gastada del VE por una ya cargada. La idea es diseñar VEs cuyas baterías puedan ser extraídas rápidamente en menos de 5 minutos (tiempo semejante al repostaje del VCI). En concreto, la compañía Tesla, ha logrado hacer este cambio en menos de 90 segundos. [3]

Actualmente, resulta difícil conocer con exactitud el número de puntos de recarga existentes en España, debido a las recientes instalaciones de dichos puntos. No obstante, contrastando fuentes como: “www.electromaps.com” y “es.Chargemap.com” podemos estimar que el número de puntos de recarga pública en España rondan los 1550, instalados principalmente en las ciudades de Madrid y Barcelona. [4] , [5] , [6]

Ver imagen 7:



3.3 Análisis del vehículo eléctrico.

Actualmente, existen algunos fabricantes que están incorporando modelos de VE en sus líneas de producción. BMW, NISSAN, Mitsubishi, Renault, BAIC, Chevrolet, Ford, Volkswagen y Tesla son algunos de ellos.

La aceptación del VE cada año va en aumento. La necesidad de reducir las emisiones de CO₂ (sobre todo en las grandes ciudades), la búsqueda de un sistema eléctrico más eficiente, la inseguridad del precio del petróleo, la reducción de la dependencia petrolífera con el exterior y las ayudas y subvenciones que promocionan al VE (tanto por parte del gobierno como por parte de los fabricantes) han hecho que el número de matriculaciones de los VEs aumente cada año. [7]

A finales de 2014, el mercado mundial superaba los 740.000 VEs en funcionamiento, superándose las 320.000 matriculaciones en ese año.

Cabe destacar a **EEUU**, con un total de 290.000 unidades (una tercera parte del total mundial) y una tasa de crecimiento del 69%, a **China**, con un total de 100.000 unidades y un aumento de un 120% en su tasa de crecimiento y a **Japón**, con un total de 110.000 VEs y una tasa de crecimiento del 45% en 2014. [8]

En cuanto a **Europa**, su parque de VEs es más reducido. Cuenta con 56.393 unidades, de las cuales 14.658 corresponden con el modelo *Nissan Leaf* (VE más vendido en 2014), 11.227 corresponden con el modelo *Renault Zoe* y 8.734 con el modelo *Tesla Model S*.

Por último, analizamos España, cuyo parque y crecimiento es escaso y se le puede situar en un escenario de desarrollo tardío o desarrollo lento. Véase la *tabla 2*: [9]

Matriculaciones del VE por año en España	
Año	Número de matriculaciones
2014	412
2015	529
2016	1290

Tabla 2: Matriculaciones del VE por año en España.
[elaboración propia; 2017]

- **Análisis de las redes eléctricas.**

Centrándonos en obtener un sistema eléctrico más eficiente, el VE permite aplanar la curva de la demanda a través de recargas programadas en horas valle, donde además de proporcionar un ahorro al cliente, permite gestionar mejor la generación.

A continuación, se muestran dos ejemplos de una recarga energética del vehículo eléctrico, donde dependiendo de la zona horaria en la que se produzca dicha recarga, podremos tener un sistema más o menos eficiente.

Ejemplo de optimización de la recarga eléctrica.



En este modelo se obtiene el mínimo coste de la energía. También optimizaremos el uso de las líneas de transporte y distribución y la gestión de las energías renovables.

Ejemplo de sistema de recarga ineficiente.



Imagen 8: Recarga del VE en horas Valle y horas Punta.
[REE; 2017]

En este modelo, la recarga del VE se efectúa en horas pico, donde la energía es más cara. Por tanto, el cliente no obtiene un ahorro, las líneas de transporte y distribución tienen un porcentaje de utilización mayor (o incluso pueden llegar a saturarse) y el coste de la electricidad aumenta considerablemente a la par que la contaminación atmosférica al tener que utilizar ciclos combinados para cubrir la demanda energética en horas punta.

A continuación se muestra la curva del precio de la electricidad (*imagen 9*), para explicar por qué un sistema se puede volver ineficiente, dependiendo del aumento de la demanda en las distintas horas de un día.

TÉRMINO DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA ACTIVA DEL PVPC

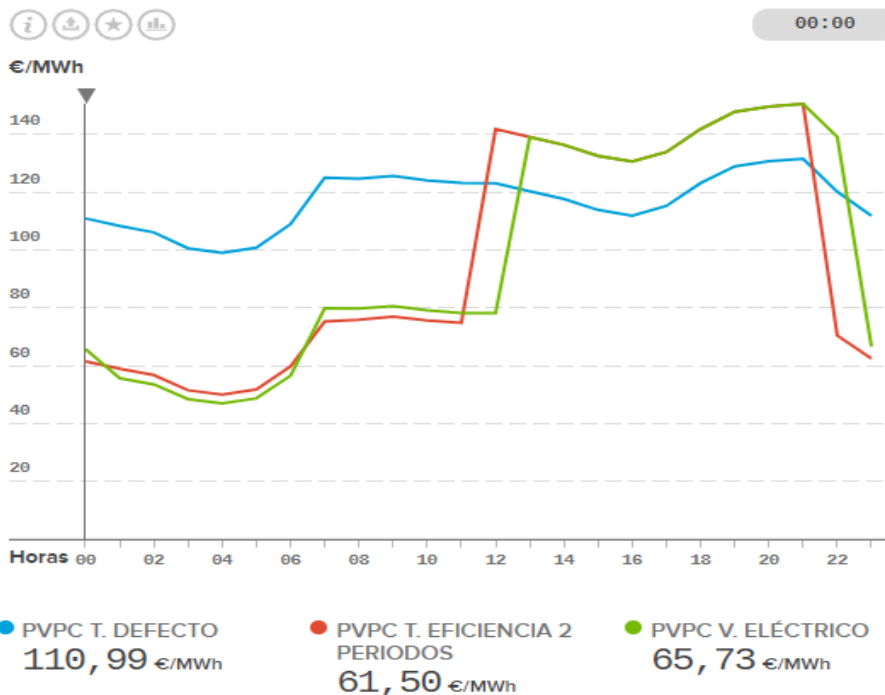


imagen 9: Curva precio electricidad 2/02/2017.
[REE; 2 febrero 2017]

Lo ideal es establecer la recarga del VE en las horas valle (€/kWh más bajo). No obstante, este aumento de la demanda supone un aumento del precio de la electricidad en esa franja horaria (pudiendo llegar a ser más cara que en otras horas del día), por lo que se debe proponer un plan de recarga para satisfacer que el precio durante las horas en las que se cargue el VE, sea mínimo. Revisar *imagen 8 (recarga lenta nocturna)*.

Para evitar que con la integración del VE y el aumento de la demanda en horas valle, se produzcan picos de demanda, la labor de los **gestores de carga** es fundamental.

“Un gestor de carga es aquel agente del sector eléctrico que, siendo consumidor, está habilitado para la venta de energía eléctrica destinada a la recarga de vehículos eléctricos, así como para el almacenamiento de energía eléctrica para una mejor gestión del Sistema Eléctrico” [10]

Sus obligaciones son:

- Dar información a cerca de la procedencia de la energía que suministran.
- Cumplir con el **Real Decreto 1053/2014** del 12 de diciembre y con el ITC “instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de VEs”.
- Interactuar con la Red eléctrica.
- Participar en la gestión de la demanda de acuerdo con el **Real Decreto 647/2011** del 9 de mayo, que regula la actividad de los gestores de recarga para el VE dentro de la **Ley 54/97 del Sector Eléctrico**.
- Informar sobre los puntos de recarga en servicio y sobre la energía que suministran.

Están autorizados para almacenar electricidad en horas valle y suministrarla en horas de mayor demanda. Con esto se consigue, aparte de un beneficio económico para las empresas gestoras de carga, que la curva de demanda del sistema eléctrico se aplane y haya una mayor estabilidad en el sistema. Cabe destacar que siguiendo el marco regulatorio español, en concreto la **Ley 19/2009** del 23 de noviembre, cualquier ciudadano es libre de instalar un punto de recarga en una plaza de aparcamiento de su propiedad o bien dentro del garaje de una vivienda plurifamiliar siempre y cuando se comunique a la comunidad de propietarios. [7]

La implantación de los contadores inteligentes (actualmente instalados en la mayoría de las viviendas y según la **Orden Ministerial IET/290/2012**, del 16 de febrero, todos los usuarios deben contar con un contador inteligente equipado en el año 2018) ayuda a los gestores de carga, a los clientes y a las compañías, ya que suponen la digitalización de los datos del consumo eléctrico en cada vivienda. [10]

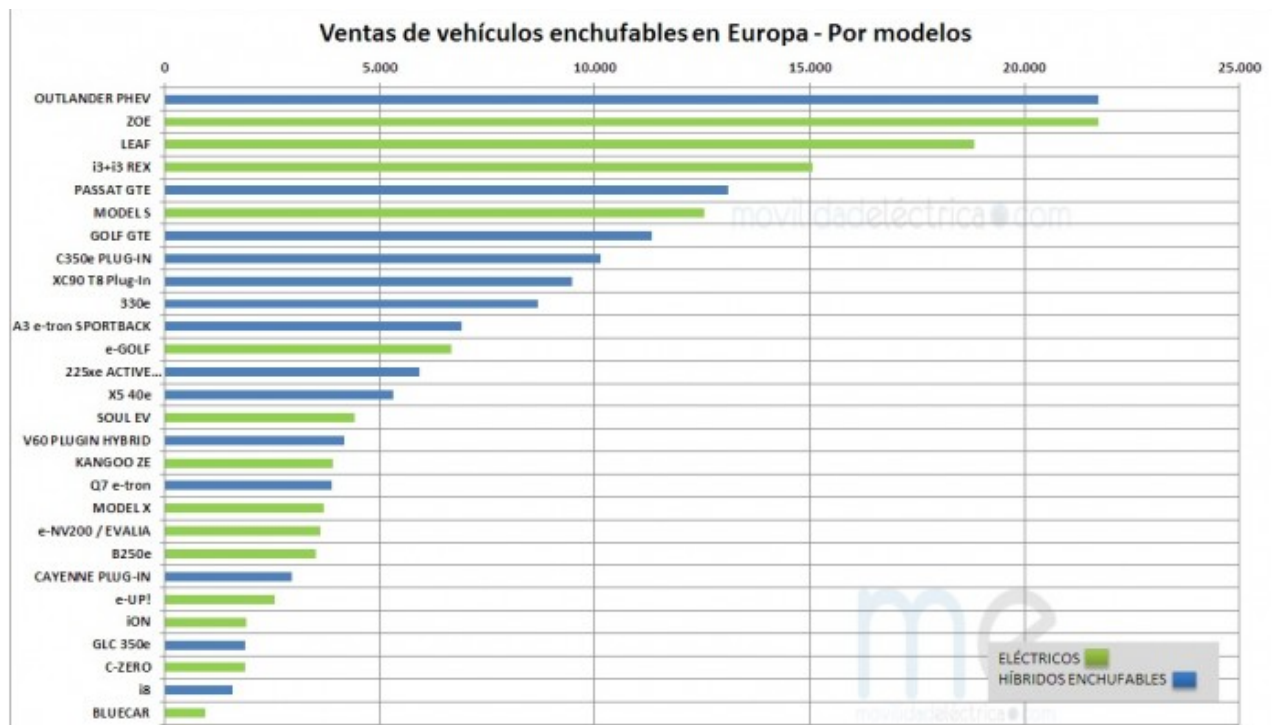
Desde el punto de vista del usuario, la posibilidad de tener una **tarifa de discriminación horaria** (en la factura se diferencian dos precios en dos intervalos de tiempo, siendo horas punta y horas valle) o una **tarifa supervalle** (se diferencian tres precios en tres intervalos de tiempo, siendo horas punta, horas valle y horas supervalle) supone un ahorro bastante significativo, sobre todo si se tienen grandes consumos energéticos. [11]

Desde el punto de vista de la compañía distribuidora, de los gestores de carga, del operador del mercado (OMIE) y del operador del sistema (REE), supone una mejor información sobre el consumo de cada usuario a nivel horario y en tiempo real.

3.4 Autonomía del vehículo eléctrico y precio.

En este apartado analizaremos algunos de los VEs más vendidos en Europa dando a conocer su autonomía y precio. Así, podremos explicar mejor en el siguiente apartado, el por qué, en algunos países el VE no ha supuesto un auge tan elevado.

A continuación se muestra la *imagen 10* con los modelos de VEs más vendidos en 2016:



Matriculaciones por modelos Europa 2016

imagen 10: ventas de VEs según el modelo en Europa.
[53]

Podemos ver que el Renault Zoe y el Nissan Leaf lideran las ventas del VE en Europa con más de 20.000 y 18.000 unidades vendidas respectivamente.

El modelo **Zoe** de **Renault**, tiene un motor eléctrico de 92 CV y dos posibles baterías; una de 22 kWh, con una autonomía de 240 km y un precio de 24.125 € y otra de 41 kWh, con una autonomía de 403 km y un precio que ronda 26.625 €.

El modelo **Nissan Leaf**, tiene un motor eléctrico de 109 CV, una autonomía de 175 km y un precio de aproximadamente 27.800€.



Imagen 12: Renault Zoe.
[Fuente Renault]



Imagen 11: Nissan Leaf.
[Fuente Nissan]

Por último, cabe destacar el **Model S** de **Tesla**. El modelo básico cuenta con un motor eléctrico de 367 CV, una autonomía de 442 km (líder en el mercado de VEs) y un precio de alrededor de 77.000 €.



Imagen 13: Tesla Model S.
[Fuente Tesla]

3.5 Comparación entre el VE y el VCI.

Tanto el VE como el VCI son bastantes semejantes en cuanto a la forma de conducción, las prestaciones, la aceleración y la velocidad. Aún así, existen diferencias notables en cuanto al precio, la autonomía y las emisiones.

Un VCI de potencia semejante al Renault Zoe (como por ejemplo el Peugeot 208), tiene una autonomía de más de 700 km y un precio a partir de 10.000 €, frente a los 24.125 € del Zoe y sus 240 km de autonomía.

En cuanto a la contaminación, bien es cierto que al VE no se le puede considerar 100% 0 emisiones, ya que parte de la energía eléctrica que consume puede provenir de centrales de ciclo combinado o de carbón (estas últimas van a ir desapareciendo con el paso de los años), cuya generación eléctrica produce gases contaminantes de efecto invernadero. No obstante, esas emisiones son mucho menores ya que se realizan en una instalación con un rendimiento óptimo.

De acuerdo a la referencia [7], el VE proporciona una reducción de energía del 38% con respecto al VCI. Observando el rendimiento del VCI y teniendo en cuenta toda la cadena de energía “**Well-To-Whel**” (del pozo la rueda), es decir, desde que se saca la materia prima del pozo, se refina, se transporta y se combustiona para dar energía, se obtiene un rendimiento inferior al 20% frente al casi 40% que tiene un VE. Las emisiones de los VEs son un 23% menores que las que genera un VCI (nótese que al recargar el VE, se tiene en cuenta que la electricidad pueda provenir de centrales que generen GEI, de modo que si se utilizan fuentes de energía de 0 emisiones, se podría llegar a conseguir que las emisiones de un VE fueran prácticamente nulas).

Por último, existe una ventaja más a favor del VE. Se estima que tiene un gasto eléctrico de entre 0.2 y 1.1 € por cada 100 km. Comparándolo con un VCI con un consumo medio-bajo de 5 litros por cada 100km, el VE supone un ahorro de más de 5€ por cada 100km, o dicho de otra forma, un ahorro de más de 50 € por depósito (suponiendo un depósito de 50 litros). [7]

Es evidente que el VE supone ya un presente y un futuro cercano, sin embargo, su elevado precio hace prácticamente inviable adquirir un VE sin subvenciones o sin ayudas de otro tipo.

Actualmente, países como Noruega, Grecia, Francia, Japón, EEUU, España... cuentan con ayudas de más o menos relevancia.

Por ejemplo, en Noruega, se aplican ayudas directas en la compra del VE e indirectas en forma de reducción o exención de impuestos de matriculación, contaminación... En Grecia, los VEs están exentos de pagar el 21% de IVA, el impuesto de matriculación y de contaminación (además de las ayudas directas de compra). Otro ejemplo donde se está incentivando el VE es China, con un más de 350.000 unidades vendidas se ha convertido en el país con mayor número de ventas de VEs del mundo, superando a EEUU y a Europa y en parte es gracias a las políticas de gobierno para disminuir la contaminación y a las subvenciones de 12.000 € por la adquisición de un VE.

En cuanto a España, existen ayudas directas (hasta 5500€ dependiendo de la autonomía del vehículo) e indirectas como la reducción del impuesto de contaminación. Aún así, estas ayudas están bastante paradas.

A día de hoy, los fabricantes del VE tienen una cierta inseguridad en el mercado español, debido a la incertidumbre sobre las ayudas prestadas que favorezcan a este sector. Por poner un ejemplo, no se asegura una continuación en el Plan MOVELE, habiéndose reducido la subvención de 10 millones de euros en 2014 a 7 millones de euros en 2015. [12] Estos cambios provocaron que las ventas del VE en España se ralentizaran o incluso se llegaron a paralizar.

En 2017 se ha confirmado que la ayuda ascenderá a 17 millones de euros (una undécima parte de lo que se invirtió en el Plan PIVE). Esto supone una quinta parte del presupuesto que ha invertido el gobierno francés o una veinteava parte de la inversión que ha realizado Noruega.

La escasa información que tiene la población sobre el VE (de sus ventajas en cuanto al ahorro energético y a la mejora de la calidad del aire, sobre todo en las grandes ciudades), los impuestos que impiden la implantación de energías renovables en las viviendas para rentabilizar (aún más) la recarga del VE, los escasos puntos de recarga y las insuficientes subvenciones o ayudas que benefician al comprador del VE, son algunos de los factores que explican el por qué el vehículo eléctrico no ha tenido un auge tan importante en España como en otros países del mundo.

3.6 Propuestas para una mayor aceptación del vehículo eléctrico.

Países como, Suecia, Reino Unido, Suiza, Países Bajos, etc... incentivan al VE, pero el país de referencia en cuanto a la implantación del VE en la actualidad es Noruega. La suspensión del impuesto de matriculación, del IVA (25%), las recargas gratuitas en algunos puntos del país y las subvenciones que aporta el estado son algunas de las políticas que ha aplicado el gobierno noruego y que le han convertido en el país con la mayor proporción de VE por habitante del mundo (20% de penetración del vehículo eléctrico).

A continuación, se muestra la *imagen 14*, relacionada con la implantación del VE:

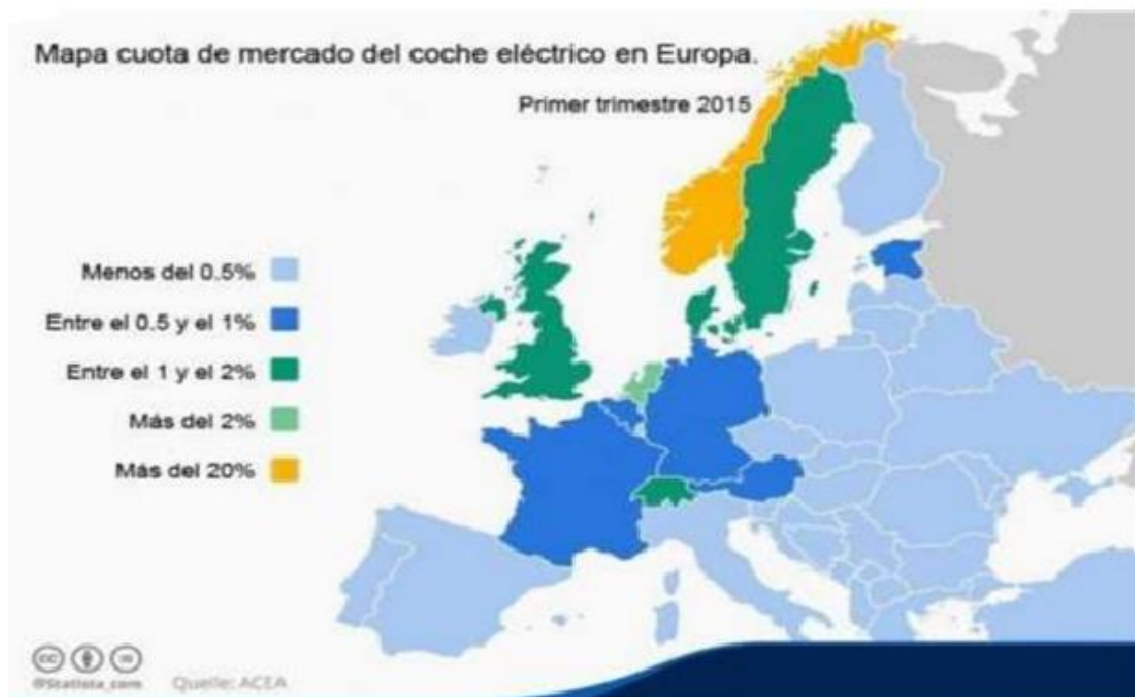


Imagen 14: Implantación del vehículo eléctrico en Europa.
[ACEA; junio 2015]

Las claves del éxito del VE, algunas de las cuales ya se han implantado en diferentes países tanto en Europa, en América, como en Asia, son las siguientes:

- **Campaña informativa sobre los efectos de la contaminación atmosférica.** Consiste en concienciar a la población sobre las enfermedades cardio-respiratorias y cardio-vasculares que provocan los altos niveles de contaminación. La Organización Mundial de la Salud [OMS] manifiesta que *“el 92% de la población mundial vive en lugares con altos niveles de contaminación y que la polución causa cerca de tres millones de muertes al año.”* [13]

En ciudades como Nueva Delhi o Pekín, tienen unos niveles de contaminación 20 veces superiores a los establecidos por la OMS. Ciudades como Berlín,

Tokio, Madrid y Barcelona (por poner algunos ejemplos) son incapaces de eliminar esa boina gris de contaminación que las envuelve y que, en algunos casos dispara las alarmas.

La implantación del VE reducirá de forma drástica los niveles de contaminación reduciendo a “0” los gases emitidos por los VCI.

Si observamos la *imagen 15*, podemos observar los gases de escape de los VCI:

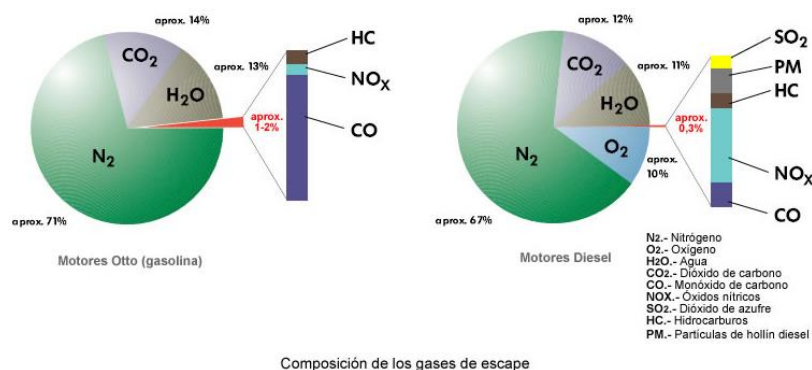


Imagen 15: Emisiones de gases del VCI.

- Políticas de los gobiernos y fabricantes.

Por parte de los fabricantes, aumentar el número de modelos de VE ofertados, ofrecer garantías, servicios de mantenimiento, servicios de alquiler de baterías, presentar una buena publicidad del producto y sobre todo disminuir el precio del VE son algunas de las políticas que ayudan y están ayudando a mejorar la aceptación e implantación del VE en los distintos países.

Por parte del gobierno, conceder subvenciones, reducir los impuestos de matriculación, IVA, peajes, permitir la utilización de carriles VAO, aumentar los puntos de recarga, establecer puntos de recarga pública gratuitos, etc... son algunas de las políticas que se están siguiendo en países vecinos y por las que la demanda del VE va en aumento.

- Campaña informativa a favor del vehículo eléctrico.

Consiste en prestar información al ciudadano sobre las ayudas y subvenciones (anulación del impuesto de matriculación, exención del pago del parquímetro, plan MOVELE, etc...) de las que su gobierno dispone. También se informa sobre los niveles de contaminación y las sanciones económicas por mantener dichos niveles. Además, las compañías eléctricas informarían sobre las ventajas de tener un contador inteligente y el ahorro que supone pagar la energía por franjas horarias, pudiendo ajustar la recarga del VE en horas valle, donde la electricidad es más barata, incluso venderla en horas punta, donde la electricidad es más cara.

3.7 Conclusiones.

Teniendo en cuenta el análisis y la comparación sobre la implantación del VE, realizados en los apartados anteriores, se deduce que el VCI parte con ventaja frente al VE, en países donde no se incentiva demasiado la implantación del VE, como por ejemplo en España. No obstante, es evidente que la incorporación del VE en todos los países del mundo es algo imparable, por lo que la duda que se plantea no es si la demanda del VE va a crecer, sino cuánto va a crecer en los futuros años.

En el caso de España, se estima que el crecimiento va a ser tardío, o dicho de otra manera, no va a tener un auge tan elevado como en países como EEUU, China, Japón, Noruega, etc...

No obstante, esta consideración puede quedar en el aire, ya que si nuestro país toma como referencia a Noruega (país con mayor proporción de VE por habitante) y sus estrategias para el aumento del número de VEs, la demanda del VE puede incrementarse de forma exponencial, como ya ocurrió con el aumento de la potencia eólica instalada, llegando a ubicar a España en 2007, como el país con mayor potencia eólica instalada en Europa. Actualmente ocupa el puesto número 5 en el ranking mundial. [14]

4. Expectativas de crecimiento del Vehículo eléctrico y generación distribuida hasta 2050.

En este bloque se analizarán las expectativas de crecimiento tanto del VE como de la GD en nuestro país y en distintos países de Europa, Asia o América para tener un enfoque más global. Para estructurarlo mejor, dividiremos este análisis en distintos periodos de tiempo desde la actualidad hasta 2050, tomando intervalos de 10 años.

El principal objetivo de este bloque es hacer una buena estimación sobre los años venideros para en el siguiente bloque, poder calcular cuál será la potencia demandada y generada en la red, y comprobar si la red eléctrica seleccionada, es capaz de soportar dicha potencia, o si por el contrario, la red se satura.

4.1 Expectativas de crecimiento del Vehículo eléctrico y de la generación distribuida en la actualidad.

4.1.1 El Vehículo eléctrico en la actualidad.

Para poder estudiar el número de vehículos eléctricos que circulan por un país determinado, debemos analizar el número y la distribución de sus puntos de recarga, sus políticas de gobierno... entre otros factores.

- **Puntos de recarga eléctrica:**

Como se dijo anteriormente, en España hay instalados cerca de **1.550** puntos de recarga pública. Si tenemos en cuenta que la superficie del país es de aproximadamente **506.000 km²** y que tiene cerca de **46.5 millones** de habitantes (datos de 2016) [\[15\]](#), vemos que el porcentaje de puntos de recarga no parece muy elevado. Además, si lo comparamos con otros países de Europa, corroboramos que este porcentaje es bastante bajo:

A continuación, se muestra la *tabla 3* con los puntos de recarga pública de cada país, en función de su extensión (en km^2) y del número de habitantes:

País	superficie (km^2)	nº habitantes	nº puntos de recarga	nº habitantes/ km^2	km^2 / punto de recarga *	habitantes/ punto de recarga *
Noruega	385.178	5.210.721	7.320	13,53	52,62	711,85
Francia	549.087	66.759.950	5.707	121,58	96,21	11.697,91
Alemania	357.380	82.175.684	4.416	229,94	80,93	18.608,62
Reino Unido	243.610	64.100.000	1.980	263,13	123,04	32.373,74
España	505.940	46.468.102	1.546	91,85	327,26	30.056,99
Portugal	92.225	10.341.330	761	112,13	121,19	13.589,13
* km^2 / punto de recarga: hay 1 punto de recarga cada "x" km^2						
* habitantes/punto de recarga: hay "x" habitantes por cada punto de recarga						

Tabla 3: Comparativa del número de puntos de recarga pública en diferentes países de Europa.
[Elaboración propia; FUENTE: Banco Mundial (2016)]

Como se aprecia en la *tabla 3*, Noruega es el país de Europa con el mayor número de puntos de recarga públicos instalados (7320 puntos). Si tenemos en cuenta sus dimensiones y su número de habitantes, vemos que la densidad de VEs por km^2 y por habitante, es mucho mayor que en otros países mencionados. Esto se debe a los motivos comentados en el *apartado 3.5* y a que Noruega, ha invertido un porcentaje de su capital mucho más elevado que otros países para hacer esto posible. Por esta razón y por otras ya mencionadas, Noruega es el país con mayor implantación del VE, con más de un 20% (*ver imagen 12*).

Si analizamos España, observamos que, aunque posee una amplia superficie, el número de puntos de recarga pública es muy bajo en comparación con otros países, lo cual hace que la densidad de puntos de recarga por km^2 sea muy reducida (existe 1 punto de recarga pública por cada 327 km^2). Haciendo una media y una estimación, en España hay 1 punto de recarga por cada 30.057 personas, una cifra bastante elevada en comparación con las 712 personas por cada punto de recarga de Noruega, o las 11.698 personas por punto de recarga en Francia.

- Parque de vehículos eléctricos:

Partiendo de la distribución de puntos de recarga de nuestro país, junto con las políticas de gobierno a favor y en contra de la implantación del VE, las políticas de los fabricantes, el precio de las baterías y en consecuencia del VE, etc... Podemos entender mejor la evolución del VE en España.

Según los datos realizados por la empresa consultora “DBK” y como anuncia “movilidad eléctrica”¹ en su página web [16], el parque de VEs en España a finales de 2014 era de 6780 unidades (número no muy elevado debido al excesivo precio del VE, la reducida autonomía de las baterías y los escasos puntos de recarga). Sin embargo, en comparación con años anteriores, la evolución y crecimiento de la implantación del VE son innegables.

Partiendo del año 2013 con un parque de VEs de aproximadamente **2320** unidades, España ha ido aumentando esta cifra con el paso de los años. A finales de 2014, se tenían **6780** unidades (un aumento de 4.460 matriculaciones ese año). Para finales de 2015, el parque de VEs era ya de **8712** y una vez terminado 2016, se habían producido 4.746 matriculaciones más, lo que eleva el número de VEs en España a unas **13.450** unidades. [17] y [18]

En la *tabla 4* se muestra una comparativa entre las expectativas de crecimiento que se estimaron en 2014 para los años 2015 y 2016 y las matriculaciones reales de dichos años. [19]

Comparación de la estimación del VE y realidad		
Año	Estimación	Datos reales
2015	9.930	8.712
2016	13.690	13.450
2017	18.000	año no finalizado

Tabla 4: Comparación entre la previsión del parque de VEs en España y los datos reales.
[Elaboración propia; 2017; Fuente Movilidad eléctrica]

Hacer una buena previsión en este sector es una tarea bastante compleja, ya que requiere tener una buena estabilidad y seguridad en la continuidad de las políticas relacionadas con la implantación del VE y con la que actualmente, España no cuenta.

Además, la gran dependencia que existe con países poseedores de petróleo y la fluctuación sobre el precio del barril, junto con los avances, mejoras y reducción del precio en las baterías, hacen muy difícil estimar de forma exacta la evolución del VE. No obstante, como vemos en la “*tabla 4*”, las estimaciones que se realizaron para los años 2015 y 2016 han sido bastante aproximadas por lo que cabe esperar que las matriculaciones totales de vehículos eléctricos para 2017 rondan las 18.000 unidades.

Una vez analizados los factores que influyen en la implantación del VE, podemos realizar una comparación entre los distintos países del mundo. Para empezar, vamos a analizar los países con mayor índice de ventas de VEs del mundo. Ver *imagen 16*:

¹ Movilidad eléctrica es un portal informativo sobre el sector del vehículo eléctrico.

GLOBAL PLUG-IN LIGHT VEHICLE SALES, 2011-2015

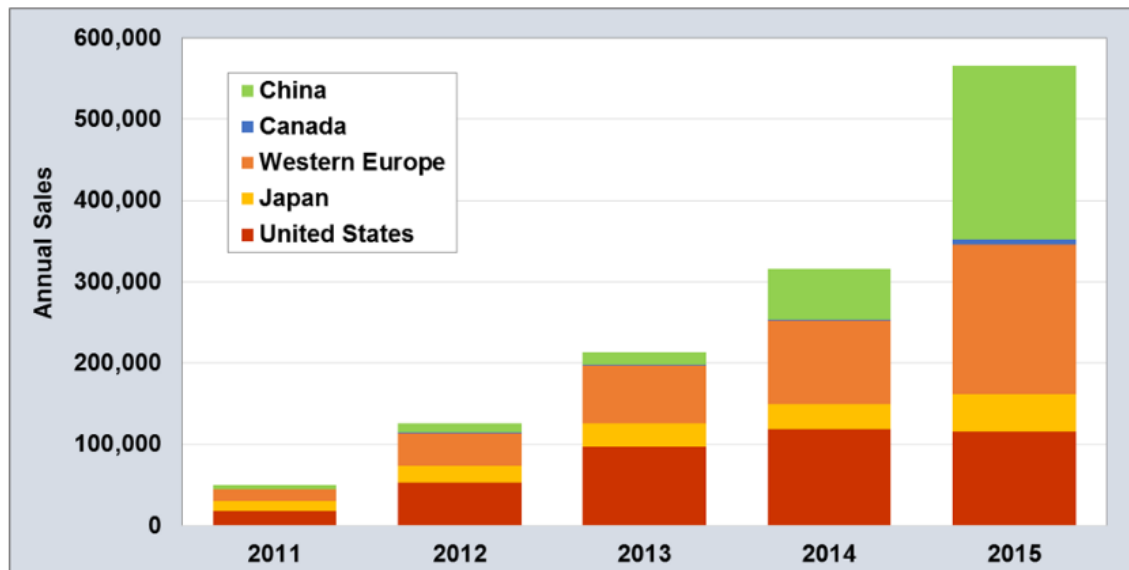


imagen 16: Países del mundo con mayor índice de ventas de VEs anuales.
[Energy Efficiency & Renewable Energy; Marzo 2016]

Cabe destacar el rápido crecimiento de las ventas de VEs en todo el mundo. En tan solo 5 años se ha pasado de vender en 2011 unos 50.000 VEs en todo el mundo, a vender en torno a 565.000 en 2015. También hay que destacar la evolución que ha tenido China, pasando de las 5.200 unidades vendidas en 2011 a las 214.283 en 2015 y a las más de 350.000 unidades vendidas en 2016.

En cuanto a Europa, también se ha seguido un crecimiento elevado, pasando de vender 14.000 unidades a superar las 200.000 unidades vendidas en 2016, siendo Francia líder en ventas de vehículos 100% eléctricos y Reino Unido líder en ventas de híbridos enchufables. [20]

Véase *tabla 5*:

Global Plug-In Light Vehicle Sales, 2011-2015

Country/Region	2011	2012	2013	2014	2015
China	5,202	10,699	15,004	61,984	214,283
Western Europe	14,160	40,000	71,233	102,565	184,500
United States	17,763	53,169	97,102	118,882	115,262
Japan	12,600	20,667	28,716	30,567	46,339
Canada	275	1,225	931	1,521	5,284
Total	50,000	125,760	212,986	315,519	565,668
Source:					
Data compiled by Argonne National Laboratory, Argonne, IL, February 2016.					

Tabla 5: países con un mayor índice de ventas de VEs anuales del mundo.
[21]

4.1.2 Generación distribuida en la actualidad.

Antes de analizar la generación distribuida [GD] actual del país, vamos a explicar qué es y en qué consiste.

A priori cuando se habla de generación distribuida cabe pensar en la instalación de paneles solares y mini-eólica, no obstante, la GD engloba todo tipo de tecnologías capaces de generar electricidad hasta una potencia máxima de decenas de MW en Estados Unidos, de 50 MW en España (**Ley 24/2013 del sector eléctrico**) o de hasta 100 MW (10 MW si es renovable) en el Reino Unido.

Según enuncia el DPCA (*Distribution Power Coalition of America*) la generación distribuida es “*Cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor, a la red de transporte o a la red de distribución*”. [22]

Estas tecnologías son tanto la energía solar y la eólica como la generación mediante mini-hidráulica, turbinas de gas y de vapor, ciclos combinados, motores alternativos, etc... [23]. También se incluyen las tecnologías capaces de almacenar electricidad para su posterior uso, como es el caso de las baterías y del modelo *Vehicles to grid* [V2G] que consiste en la disposición de energía eléctrica almacenada en la batería del VE, pudiendo ser entregada a la red en momentos donde la red lo requiera, siempre y cuando no se vaya a utilizar en el transporte del VE. Normalmente se suele cargar la batería en horas valle (donde la electricidad es más barata) y verter a la red en horas punta (donde la electricidad es más cara).

Centrándonos en la evolución de la GD en España a lo largo de estos años, observamos que nuestro país ha incrementado más del doble su potencia instalada desde 2001. También vemos que cada vez más, las energías renovables tienen un peso mayor en nuestro sistema eléctrico.

A continuación, se muestran las *imágenes 17 y 18*, dónde se aprecia esta evolución:

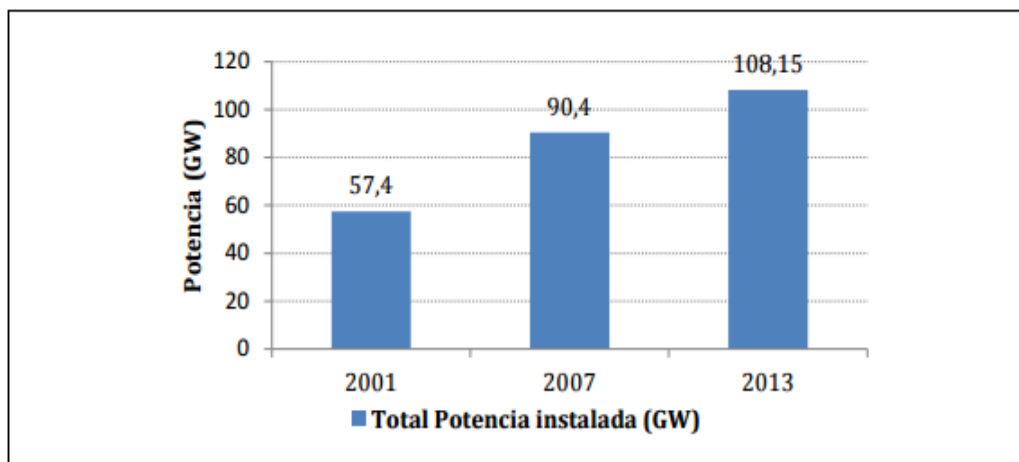


imagen 17: Evolución de la potencia total instalada en España.
[21]

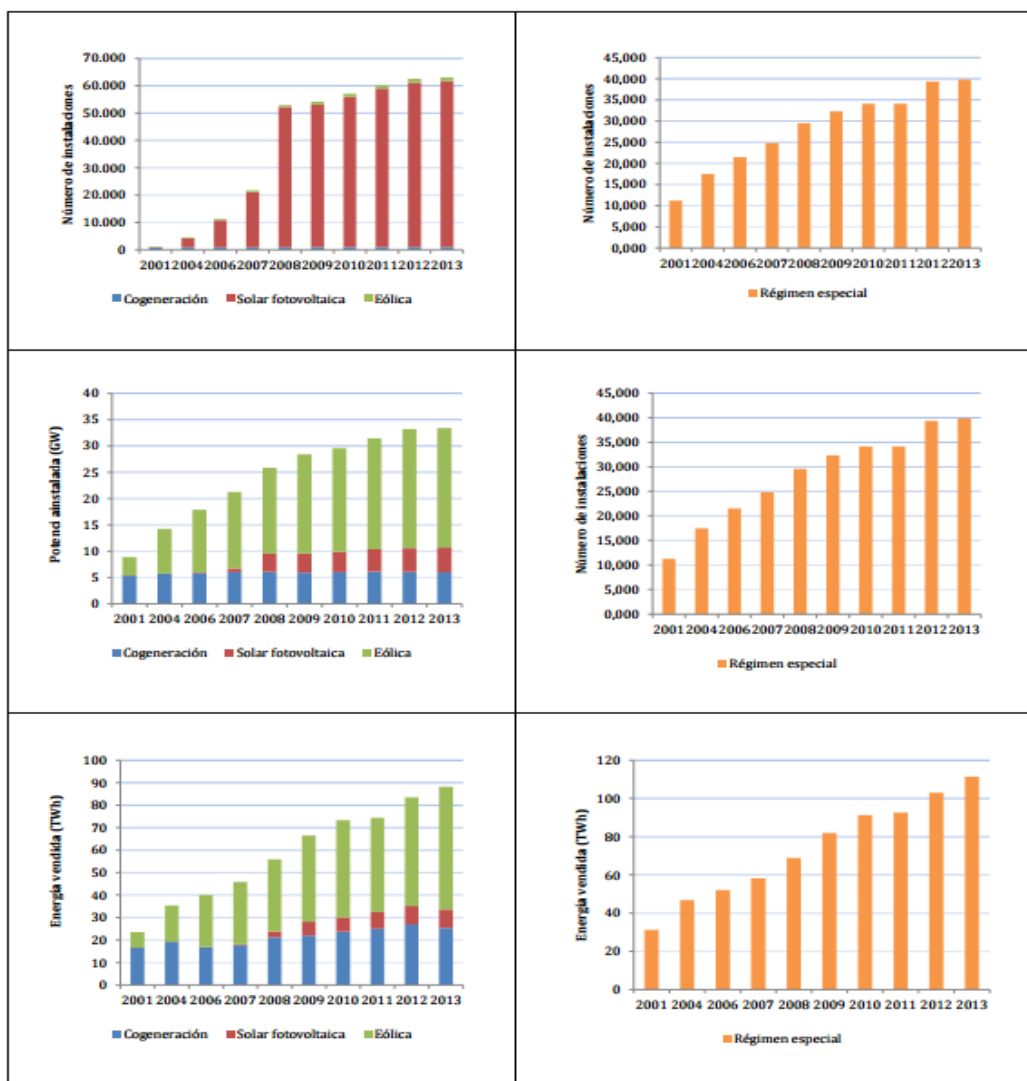


imagen 18: Número de instalaciones, potencia instalada y energía vendida de plantas de cogeneración, solar fotovoltaica y eólica (izquierda) y del total régimen especial (derecha). [21]

La potencia instalada desde 2014 hasta hoy (2017), se ha frenado drásticamente debido a un exceso de potencia instalada en el país. Actualmente, España consume menos de la mitad de la potencia instalada que posee y tiene muchas centrales de ciclo combinado paradas. Por poner números, la demanda pico del país suele estar en torno a los 40 GW (*datos de REE*), mientras que la potencia instalada ronda los 108 GW de los cuales aproximadamente el 39 % se considera generación distribuida. [21]

Podemos observar en la *tabla 6*, la potencia instalada en España (solo en la península), los diferentes tipos de centrales y la energía aportada al sistema:

Potencia instalada en España en 2016			
Central	P. Instalada (MW)	P. Instalada (%)	Energía producida (%)
Ciclo combinado	26.67	25.3	11.4
Carbón	10.004	9.5	14.5
Cogeneración	9.204	8.7	12.5
Nuclear	7.573	7.2	21.7
Eólica	23.020	21.9	18.4
Hidráulica	20.354	19.3	13.8
Solar	6.969	6.6	5.1
Resto renovables	1.502	1.5	2.6

Tabla 6: potencia instalada en España (solo en la península).
[Elaboración propia; FUENTE: REE]

4.2. Expectativas de crecimiento del VE y de la GD para 2020.

El año 2020 es el año del vencimiento del protocolo 20-20-20, en el cual los países de la Unión Europea [UU.EE] deben haber conseguido los objetivos establecidos [24]:

- “Reducir las emisiones Gases de Efecto Invernadero [GEI] en un 20 % con respecto a las cifras de 1990. Esta cifra aumentaría a un 30 % si se alcanza un acuerdo entre las diversas naciones.”
- “Obtener al menos el 20 % del consumo energético a partir de fuentes renovables, y al mismo tiempo cubrir el 10 % de las necesidades del transporte con biocombustibles.”
- “Reducir un 20 % el consumo energético respecto a las cifras proyectadas para el 2020.”

Una parte fundamental para poder cumplir dichos objetivos es la implantación del VE y de la generación distribuida renovable, ya que aproximadamente el 25% de los gases de efecto invernadero provienen del transporte. En el siguiente apartado, hablaremos del número de VCI que se deberían sustituir por VEs para cumplir el primer objetivo marcado por el 20-20-20.

4.2.1 Vehículo eléctrico en 2020.

Para analizar la situación tanto del VE como de la GD para el año 2020, seguiremos la misma estructura que la utilizada en el apartado [2.1].

- Puntos de recarga eléctrica:

Según enuncia *Movilidad eléctrica* en su página web, “Un informe de la consultora IHS Automotive prevé un importante incremento en el número de estaciones de

recarga instaladas en todo el mundo en 2020. Según sus predicciones el número total rondará los 12,7 millones al final de la década.”

El informe analiza las previsiones desde 2015 hasta 2020 y estima el número de puntos de recarga a nivel mundial que habrá en 2020, de los cuales, la mayoría serán puntos de recarga domésticos con enchufes **schuko** de corriente alterna y con un tiempo de carga de entre 3 y 8 horas. Además, se estima que el 10% de estos puntos de recarga serán públicos y semipúblicos. [25]

Centrándonos en la Unión Europea [UU.EE], el parlamento acordó que todos los miembros de la UU.EE deben tener instalados para 2020-2025, un cierto número de puntos de recarga de VEs, de hidrógeno y de gas natural.

Por ejemplo, Alemania deberá tener instalados 86.000 puntos, Italia 72.000 y en el caso de España se requerirán 4.000 puntos, unas 11.000 electrolineras (para recargas rápidas y semirrápidas) para 2020 y unos 45.000 puntos de recarga para finales de 2025. Actualmente posee en torno a 1.550 puntos de recarga pública.

Por último, analizamos al gigante asiático cuyo gobierno se comprometió en 2015, a crear puntos de recarga para abastecer a 5 millones de VEs hasta 2020.

- Políticas de gobierno y de fabricantes.

La necesidad de aumentar el parque de vehículos eléctricos, de reducir la dependencia del petróleo y la contaminación requiere de la ayuda del gobierno (políticas a favor del VE) y de la continua evolución de los fabricantes (reducción del precio del VE, aumento de su autonomía, ampliación de la gama de productos ofertados...).

Analizando primero a los fabricantes, observamos que cada año el precio de las baterías disminuye a la par que aumenta su autonomía. Según un estudio realizado por la “*International Energy Agency*” [IEA], para 2020, el precio estimado de las baterías será de 230 \$ / kWh. Ver *imagen 19*:

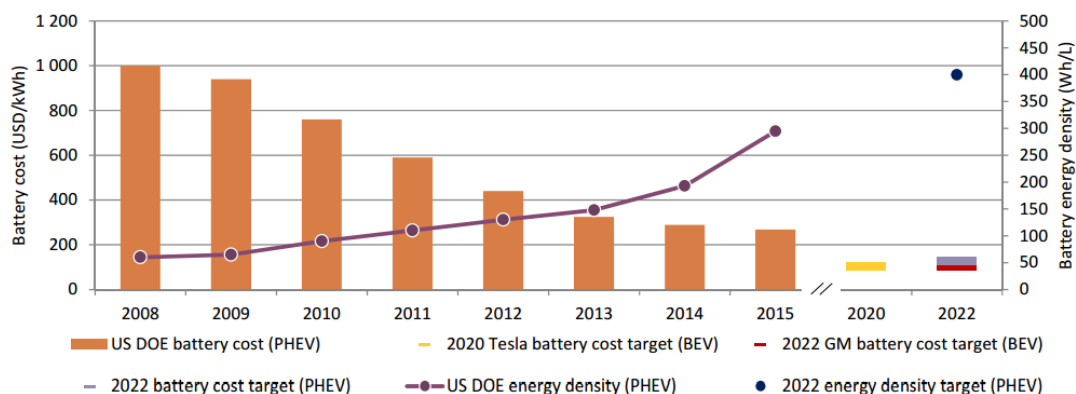


imagen 19: Evolución de la densidad de energía de las baterías y su precio.
[IEA; 2016]

En cuanto a las políticas de gobierno, el hecho de tener altos niveles de contaminación en las ciudades está impulsando a los distintos países a favorecer la utilización del VE frente al VCI.

La contaminación en China es un hecho bastante conocido y alarmante, es por eso que el gobierno chino ha aplicado una serie de medidas para 2020 con el fin de atajar este problema. Por ejemplo, los nuevos complejos residenciales deberán tener instalados puntos de recarga y también se reservará el 10% de los aparcamientos públicos a VEs. Además, debido a la sobrepoblación, se ha creado en Pekín, un sorteo de matrículas para la adquisición de automóviles, en las cuales solo el 0.5 % de los participantes adquieren matrícula para comprar un VCI mientras que un 38 % de los participantes la adquieren para VEs. [26]

En Estados Unidos [EE.UU], la administración de Obama había planeado para 2020, destinar 10 millones de dólares al año, 4 laboratorios y 4 universidades para la investigación de la batería del VE, con el objetivo de mejorar su autonomía e intentar llegar al precio de 100 \$/ kWh. Además, se tenía pensado destinar 4.000 millones de dólares en préstamos, subvenciones y en ampliar la infraestructura de recarga por todo el país. No obstante, con el cambio de gobierno y las políticas radicales que se están aprobando o se quieren aprobar, es difícil saber si estas propuestas se mantendrán los próximos años.

Centrándonos en nuestro país, España debe cumplir con las exigencias de la UU.EE y reducir los gases de efecto invernadero en un 80% - 95% para 2050. Para ello, se deben cumplir unos objetivos a medio plazo (2020-2030) en los cuales, se necesita realizar inversiones de 650 millones de euros al año hasta 2030. Una inversión que a priori parece estar condenada al fracaso, ya que desde 2009 hasta la actualidad, solo se ha destinado un total 40 millones de euros, frente a los 1.200 millones que se han invertido en la implantación del VCI y el plan PIVE.

Sin tener en cuenta las subvenciones del estado, adquirir un VE en España resulta ser entre un 5% y un 24% más caro que comprar un VCI.

Sin embargo, en países como Noruega u Holanda, donde se apuesta más por este tipo de movilidad, adquirir un VE en el año 2015, resultaba ser entre un 15% y un 27% más barato que uno de combustión, según se anuncia en el informe de la división **Monitor Deloitte**: *“Un modelo de transporte descarbonizado para 2050.”* [27]

- Parque de vehículos eléctricos.

Atendiendo a las políticas y puntos de recarga comentados anteriormente, vamos a analizar el parque de VEs de distintos países.

Empezaremos por EE.UU, el cual ha superado los 500.000 VEs en 2016 y con ayuda de los modelos *“Tesla Model S”* y *“Chevrolet Volt”* entre otros, se pretende llegar al millón para finales de 2020. Así lo anuncia el secretario de energía Ernest Moniz. [28]

En el continente asiático destaca China, cuyos objetivos pretenden alcanzar un parque de 5 millones de VEs para 2020. [29]

En Europa, según anuncia la Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso del Vehículo Eléctrico [AEDIVE], se pretende conseguir que el 20% del total de vehículos de cada país, estén electrificados y que al menos una tercera parte de ese 20% sean eléctricos puros. [30]

En España, pese a que las estadísticas marcan que el 37.4% de la población está de acuerdo con la motorización eléctrica (frente al 26.7% de la población europea), los objetivos parecen más difíciles de conseguir. El parque de VEs en el año 2016 era de aproximadamente 13.500 unidades (ver tabla 3) y para cumplir con las exigencias de la UU.EE, este debiera ser de 300.000 unidades en 2020 y de 1.2 a 2 millones para 2025. [27]

Comparando otras fuentes, se estima que para 2020 el parque de Vehículos 100% eléctricos será de entre un 2 % y un 5 % del total de vehículos en España, mientras que si se le suman los híbridos enchufables esa cifra asciende hasta el 10%. [31]

4.2.2 Generación distribuida en 2020.

Como ya se comentó, este es el año de la finalización del plazo previsto para cumplir con los objetivos del 20-20-20.

Con respecto al segundo objetivo antes mencionado, cabe distinguir un matiz bastante importante: “Obtener al menos el 20 % del consumo energético a partir de fuentes renovables”. Dicho de otra forma, no es lo mismo obtener un 20% de la electricidad mediante energía renovable que obtener un 20% del consumo energético mediante renovable.

Si el objetivo fuese obtener al menos un 20% de la electricidad mediante energía renovable, España hubiese alcanzado dicho objetivo en años anteriores. Por ejemplo, en abril de 2011, se calculó que hasta el 52.3 % de la electricidad tenía origen renovable. [32] No obstante, el **consumo energético** engloba tanto la electricidad, como el sector doméstico, la aviación o el transporte (gran consumo de petróleo y que como se habla en este proyecto, se está intentando sustituir por consumo de electricidad).

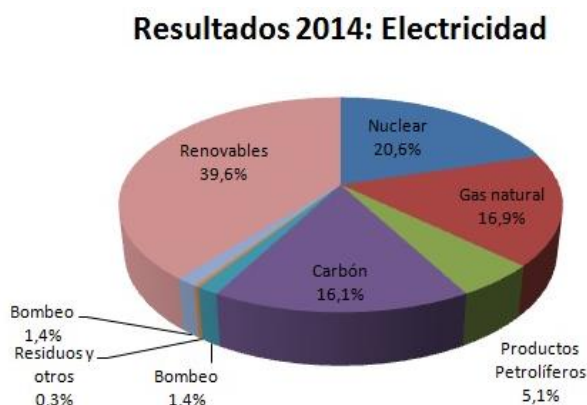


imagen 21: fuentes de generación de electricidad 2014. [EOI; 2014]

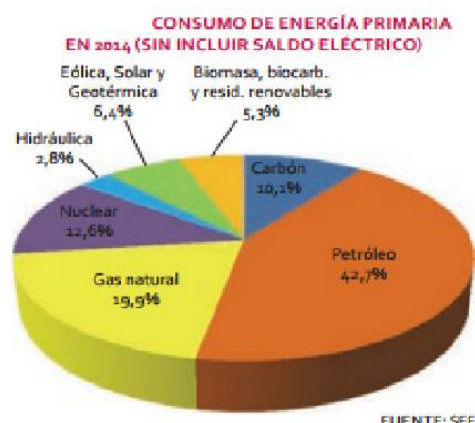


imagen 20: distribución de fuentes de energía según el consumo energético. [MIET; 2014]

Como se observa en las *imágenes 20 y 21*, las energías renovables van teniendo un gran peso en la producción de electricidad en nuestro país, sin embargo, la mayor cantidad de energía producida se obtiene a través del petróleo (43%) y engloba sobre todo al sector del transporte.

Según anuncia el “*Plan de Acción Nacional de Energías Renovables*” [PANER], el porcentaje de energías limpias estaría en torno a 16.7% para 2015 y en torno al 20.8% para 2020. Pese a que, en 2015, no se cumplió dicha estimación (el porcentaje de energías renovables fue del 15.6 %), la directiva europea de Bruselas apuesta por el cumplimiento del objetivo por parte de España. [33]

4.3. Expectativas de crecimiento del VE y de la GD para 2030.

Siguiendo la misma estructura, hablaremos sobre las expectativas de crecimiento tanto del VE como de la GD para el año 2030. Del mismo modo, compararemos los objetivos de diferentes países y comentaremos la futura evolución de España.

4.3.1 Vehículo eléctrico en 2030.

La década de 2030 es un periodo de evaluación que tiene como objetivo continuar con la descarbonización de los VCI, con el fin de haber sustituido para 2040 o 2050 (dependiendo de cada país) todos los VCI por vehículos de cero emisiones.

- Puntos de recarga, políticas de gobierno y de fabricantes:

Para poder cumplir con los objetivos propuestos, tanto los puntos de recarga como las ayudas y subvenciones a favor del VE deben seguir aumentando.

Tanto en India como en Alemania, se pretende que para 2030 el 100% de las matriculaciones sean de vehículos eléctricos y de 0 emisiones. Para ello, el gobierno de Angela Merker quiere aplicar una serie de medidas como la prohibición de la circulación de vehículos diesel por las ciudades (a partir del año 2017) o la prohibición de la circulación por ciudades de vehículos antiguos cuyas emisiones son más elevadas (medida ya implantada). Además, el gobierno alemán destinará 1.200 millones de euros para ayudas en la compra del VE y de vehículos híbridos. [34]

Los objetivos de España son más conservadores. Nuestro país se ha comprometido en 2030, a que al menos el 50% de las matriculaciones del país, sean vehículos eléctricos o de cero emisiones. Para ello, se pretende tener un total de 80.000 puntos de recarga para 2030 (actualmente rondan los 1.550 puntos en 2016). [27] La inversión necesaria para crear dicha infraestructura será de aproximadamente de 1.250 a 1.650 millones de euros hasta 2030 (según informa Deloitte). [35]

- Parque de vehículos eléctricos.

El 4 de noviembre de 2016 se celebró la Conferencia de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático [COP21] donde se acordó alcanzar los 500 millones de VEs en todo el mundo. Un objetivo bastante exigente ya que el parque de VEs en 2015 era de solo 1.26 millones. [36]

Sin embargo, la IEA estima que para 2030, el parque de VE mundial rondará los 140 millones.

A continuación, podemos observar la estimación de la evolución del VE en los próximos años realizada en el informe Bloomberg en la *imagen 22*:

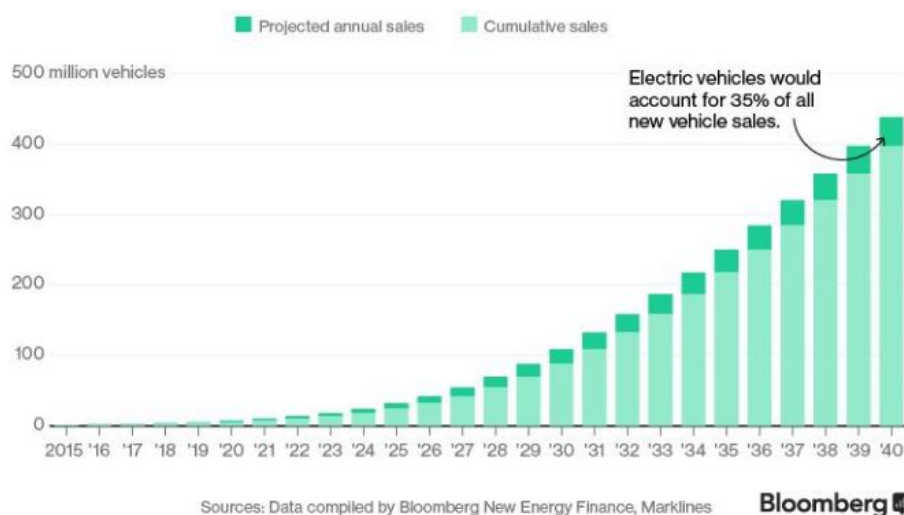


imagen 22: expectativas de crecimiento del VE a nivel mundial hasta 2040.
[Bloomberg New Energy Finance; febrero 2016]

Centrándonos en España, debe cumplir con el objetivo de descarbonización por el que apuestan ya todos los grandes países. Según las políticas, la evolución de las baterías y la instalación de nuevos puntos de recarga, se postulan dos escenarios que estiman que para 2030, el parque de VEs en España estará comprendido entre 4.4 millones y 6 millones de unidades (frente a los 32 millones de vehículos totales que existen a día de hoy 2017). [37] y [38]

4.3.2 Generación distribuida en 2030.

Con el paso del tiempo se hace cada vez más evidente la sustitución de centrales térmicas convencionales y centrales nucleares por la generación distribuida renovable.

Según anuncia “*Futured*”² en el artículo “*documento de visión estratégica 2030*”, [39] para la tercera década de este milenio se prevén 3 posibles escenarios con sus correspondientes aumentos de generación renovable:

² *Futured* es una plataforma española de redes eléctricas

- **Escenario 1:** se plantea mantener la generación nuclear y el disminuir progresivamente el uso de las centrales térmicas y de ciclo combinado.
- **Escenario 2:** se plantea reducir la generación nuclear y mantener las centrales de ciclo combinado y las térmicas convencionales. La reducción de las centrales nucleares haría incrementar la potencia renovable instalada y por consiguiente la potencia generada renovable hasta un **50%** aproximadamente.
- **Escenario 3:** se plantea un aumento de la generación nuclear y una reducción de las centrales térmicas convencionales. Esto provocaría que el incremento de generación renovable no fuese tan elevado como en el escenario 2, pero se incrementaría en comparación con las estimaciones de 2020 realizadas por PANER [33]. La implantación de renovables rondaría el **40%** de la producción total de España.

A priori resulta difícil saber con exactitud la evolución de las centrales nucleares, térmicas convencionales y renovables. Lo que sí podemos afirmar, es que las energías limpias van a adquirir cada vez más peso en el sistema eléctrico español y que, junto con las nuevas conexiones en corriente continua y alterna con Europa y África, la regulación eléctrica mantendrá o aumentará la calidad actual.

4.4. Expectativas de crecimiento del VE y de la GD para 2040.

Uno de los principales objetivos que explican el por qué se apuesta por el aumento del VE es la detención de las emisiones contaminantes que se produce en el sector transporte.

La COP21 ha acordado como objetivo no incrementar en más de 2°C la temperatura global del planeta e intentar que ese aumento se minimice hasta 1.5 °C para 2050. Para cumplir con este requerimiento, no debería existir ningún VCI en 2050, es decir, teniendo en cuenta que la vida útil de un automóvil es de aproximadamente 15 años (estimando al alza), 2035 sería la fecha límite a partir de la cual, ningún país debería vender o comprar vehículos de combustión. [40]

En cuanto a la generación distribuida, el abaratamiento y la mejora de materiales tales como paneles solares, electrónica de potencia, etc... ayudará a seguir aumentando la proporción de generación renovable frente a la generación nuclear y generación fósil.

4.4.1 Vehículo eléctrico en 2040.

A partir del 2040, la implantación total del VE y de 0 emisiones estará establecida en muchos países del mundo (Alemania, Reino Unido, Noruega, Holanda, India, etc...) [41], es decir, se dejará de fabricar VCI para determinados países y se estima que el 35% de los vehículos nuevos de todo el mundo serán eléctricos. También se prevé

que el precio de las baterías siga disminuyendo (como ya se comentó en el apartado 4.2; imagen 19) y que el precio del VE será inferior a 20.000 euros en 2040.

Todo esto supondrá un cambio bastante significativo en el mercado del petróleo y la apertura total del mercado del vehículo eléctrico. Dicho de otro modo, a partir de esa fecha, los servicios de fabricación, montaje, reparación o incluso el suministro de materiales relacionados con el VCI irán desapareciendo en ciertos países y reemplazados por servicios del VE.

No obstante, en contradicción con los objetivos propuestos por la COP21, la empresa “Bloomberg Energy” comunica en su informe que las ventas de VE no serán 100% eléctricas o de cero emisiones para 2040. Recordemos que, para cumplir con los objetivos de la COP21, se debería dejar de vender VCI a partir de 2035, para lograr en 2050 un parque de vehículos totalmente eléctrico y de cero emisiones.

Véase imagen 23:

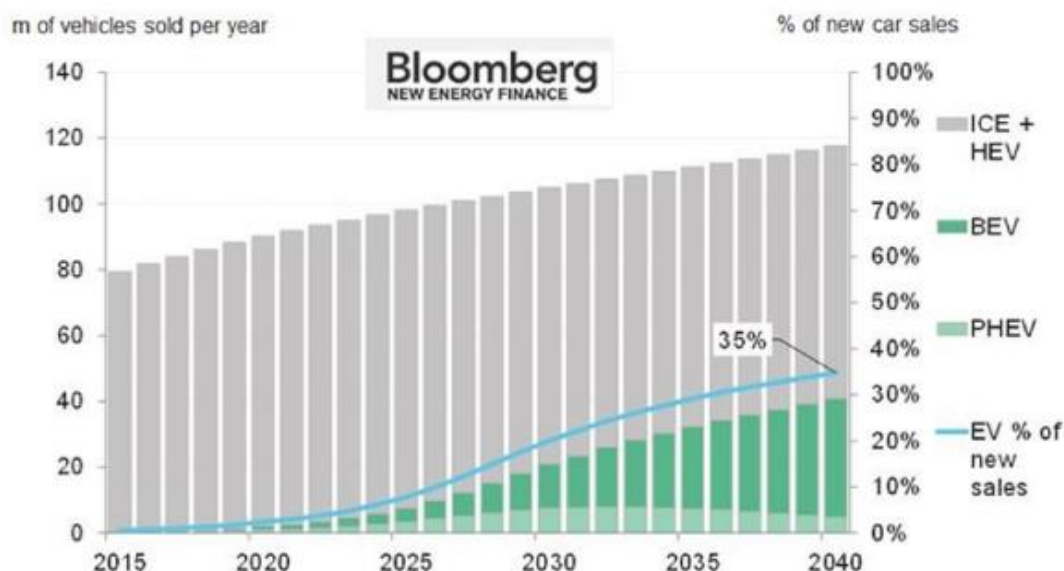


imagen 23: Evolución del parque de vehículos hasta 2040.
[Bloomberg New Energy Finance; febrero 2016]

Vehículo Eléctrico de Batería (BEV). Es el vehículo 100% eléctrico, por ejemplo, ZOE. Vehículo Híbrido Eléctrico Enchufable (PHEV). Tiene un motor de gasolina y uno eléctrico. Este último se recarga en marcha a través de las frenadas, bajadas de pendientes, etc... y en parado a través del enchufe correspondiente.

Híbridos Clásicos no Enchufables (HEV). Está compuesto por un motor de gasolina y otro eléctrico que solo se recarga a través de la frenada regenerativa o bajando pendientes. No se puede enchufar.

Vehículo Eléctrico (EV). Engloba tanto a los BEV como a los HEV.

Este informe también anuncia que en 2035 habrá una reducción de 8 millones de barriles de petróleo diarios y para 2040 esa cifra ascenderá hasta los 13 millones de

barriles diarios. Comparándolos con los datos actuales, esa disminución del consumo del barril supone una caída del 14% sobre la producción de petróleo de 2016. Si analizamos el consumo de la energía eléctrica correspondiente al aumento del VE, la empresa estima que la demanda eléctrica aumentará 1.900 TWh en todo el mundo, lo que supone un 8% sobre la demanda eléctrica mundial de 2015. [42]

Particularizando y analizando España y enlazando lo comentado anteriormente, el principal objetivo para este año (2040), es encaminar el incremento del VE para poder cumplir los objetivos impuestos para finales de 2050.

Si tenemos en cuenta el informe “*Un modelo de transporte descarbonizado para España en 2050*”, elaborado por Monitor Deloitte [35], en el que se plantean dos escenarios posibles; uno en el que el parque de vehículos eléctricos será de 7 millones y otro en el que el parque será de 22 millones, podemos hacer la siguiente estimación:

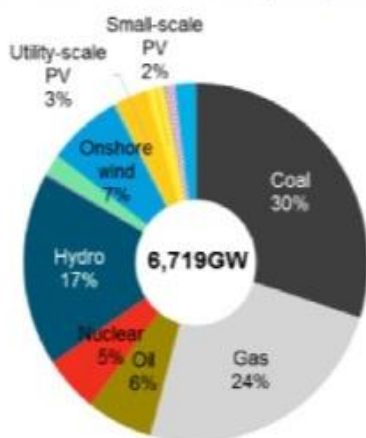
En un escenario pesimista, en 2030 se estima un parque de vehículos eléctricos de 4.4 millones. Teniendo en cuenta que para 2050 se estiman 7 millones, podemos suponer que para 2040 el parque será de aproximadamente 5.7 millones de VEs.

En un escenario optimista, en 2030 se estima un parque de vehículos eléctricos de 6 millones. Teniendo en cuenta que para 2050 se estiman 22 millones, podemos suponer que para 2040 el parque será de aproximadamente 14 millones de VEs.

4.4.2 Generación Distribuida en 2040.

Según anuncia la empresa **Bloomberg New Energy Finance** en su trabajo: “*Electricidad en 2040- Rápido Cambio hacia una Electricidad Limpia, Dinámica, Distribuida.*” [41] el consumo de energía mundial se incrementará de 6.719 GW en 2016 a 13.919 GW en 2040, aumentándose considerablemente las proporciones de potencia renovable instalada y generada.

Global cumulative installed capacity: 2016



Global cumulative installed capacity: 2040

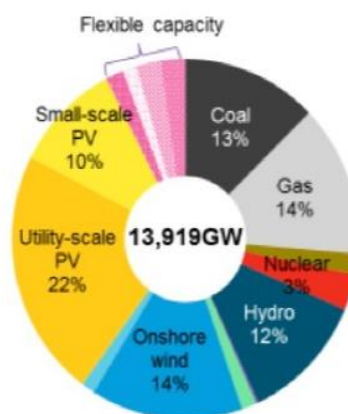


imagen 24: Potencia global instalada en 2016 y 2040. [41]

Como se puede apreciar, la proporción de energía renovable irá aumentando con el paso del tiempo hasta llegar a casi un 60% de la potencia instalada mundial. Además, se incrementará el almacenamiento de la energía a través de baterías, vehículos eléctricos, Smart grids, centrales de bombeo, etc...

Cabe destacar el aumento que tendrá la energía procedente del sol (de un 5% de la potencia total en 2016 a un 32% en 2040), debido al abaratamiento de los paneles solares.

Este aumento provocará una bajada de los precios de la electricidad, ya que según anuncia **Bloomberg New Energy Finance**, el precio del MWh solar y eólico en EEUU, Alemania y China rondará los 20\$ frente a los 40-100\$/MWh de las energías procedentes del carbón y del gas natural.

Para estimar el porcentaje de generación distribuida en España hemos creado dos escenarios

- **Escenario 1:** España seguirá las estimaciones a nivel mundial aportadas por Bloomberg New Energy Finance en su estudio y la proporción de GD será de un 60% de la potencia instalada.
- **Escenario 2:** España seguirá un desarrollo tardío, incrementando la GD hasta un 50% de la potencia instalada.

4.5. Expectativas de crecimiento del VE y de la GD para 2050.

2050 es el año en el que se han de ver cumplidos todos los objetivos propuestos de descarbonización del transporte y de eficiencia energética. Dicho de otra forma, es el año en el que todos los países del mundo deberían tener un parque automovilístico 100% eléctrico.

Para cumplir con los objetivos de descarbonización establecidos por la UU.EE, España debería reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero entre un 80 y un 95% en 2050. Además, para ese año se pretende tener un modelo mucho más electrificado en donde la electricidad pase de un 26% del consumo energético final (en 2013) a más de un 65% para finales de 2050.

4.5.1 Vehículo eléctrico en 2050.

Dado que el sector del transporte produce el 24% de los GEI, es fundamental la sustitución total de VCI por VE para 2050. Para dicha sustitución hacen falta incentivos para la compra del VE (se pretende que el VE sea un 20% más barato que uno de combustión) y mejorar la infraestructura de recarga. Según anuncia Deloitte en su informe, para aplicar dichas medidas en España haría falta una inversión de entre 15.000 y 28.000 millones euros. [43]

Países como Alemania, la India, Noruega, países bajos, Reino Unido, etc... apuestan por un parque automovilístico 100% eléctrico para 2050. Para ello, siguen políticas como la prohibición de la venta de VCI a partir de 2030 (por ejemplo, Alemania). Otros países como Canadá y EE.UU pretenden que las ventas de vehículos sean del 100% eléctricas a partir de 2050.

Sin embargo, aunque el objetivo de España es la sustitución total de los vehículos de combustión, según anuncia la empresa Deloitte, suponiendo un ambiente optimista, el parque de VEs para 2050 será de 22 millones aproximadamente (actualmente el parque automovilístico es de 32 millones en 2017). [35]

4.5.2 Generación distribuida en 2050.

Los principales objetivos de la generación distribuida para 2050 son aumentar la eficiencia energética en un 50% para ese año y conseguir una generación eléctrica de 0 emisiones. [44]

Existe discrepancia en si España generará el 100% de la energía con renovable en 2050 y en si los sistemas de almacenamiento de energía (centrales de bombeo, baterías, Vehículos eléctricos, sales disueltas en centrales solares...) serán suficientes para regular las diferencias entre generación y consumo.

Es cierto que la mejora de las baterías, las smartgrids y la eficiencia de las centrales van en aumento, que se planea crear más conexiones internacionales en CC y CA (aunque no son demasiadas) y que existen informes que apoyan la generación eléctrica 100% renovable (*"Hacia un sistema eléctrico 100% renovable. El ejemplo de Francia y su extrapolación a España"*) [45], no obstante, considero que estas mejoras son insuficientes para mantener una generación 100% renovable, al menos para 2050. Como sabemos, la energía renovable no está disponible siempre ya que depende de las condiciones meteorológicas.

Por ejemplo, un parque eólico suele tener una generación de entre 2000 y 2600 horas al año, un parque solar fotovoltaico en torno a las 1800 horas y una central solar térmica en torno a 2500 horas al año. Estas cifras están muy por debajo de las 8000 horas de funcionamiento medio de una central nuclear o de las 5000 horas de una central de carbón.

A continuación, se muestran las horas de funcionamiento de todas las centrales de 2015 en la *imagen 25*:

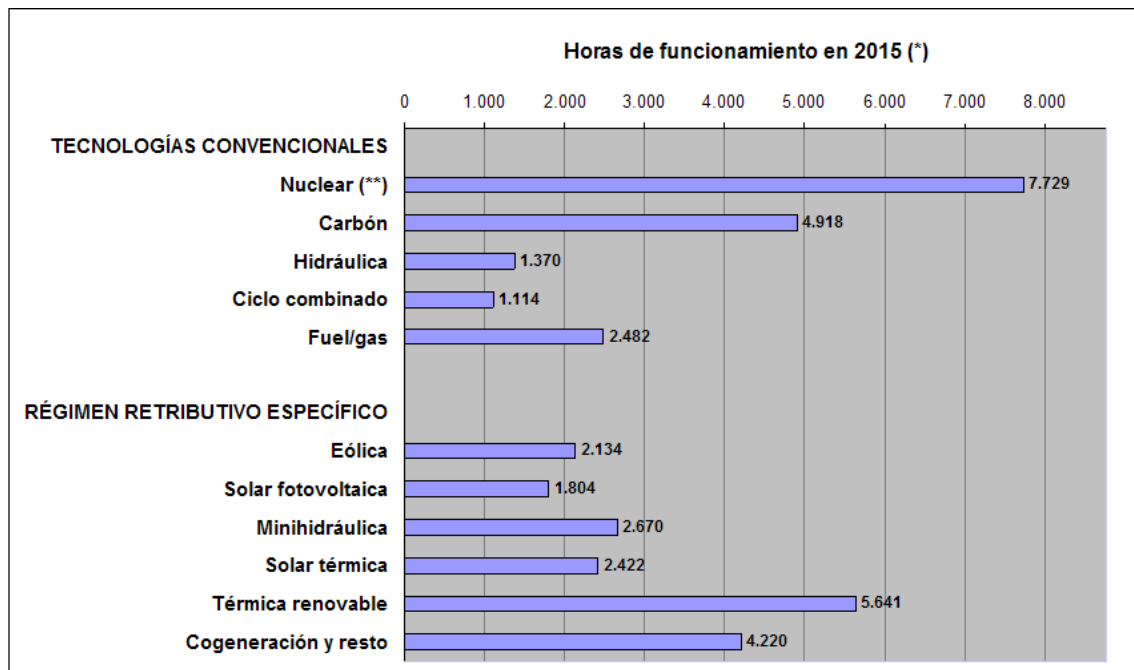


imagen 25: Horas de funcionamiento de las tecnologías convencionales en 2015.
[REE y UNESA; 2016]

Hay que tener en cuenta que las centrales nucleares y las renovables entran a coste 0 en el mercado, es decir, las horas de funcionamiento que aparecen en la *gráfica 14* son las máximas, mientras que una central de fuel/gas o de ciclo combinado podrían trabajar más horas al año si hubiera un déficit de generación (actualmente trabajan pocas horas debido a su elevado coste de producción).

Partiendo de esta base, es necesario que el sistema de generación eléctrica español cuente con un porcentaje no renovable para poder garantizar la continuidad y calidad del suministro. De esta forma, la “**Comisión Europea**” propone dos escenarios en la “*Alta Utilización de Fuentes de Energía Renovables de la Hoja de Ruta de la Energía para 2050*”: [46]

- **Escenario 1:** partiendo de un escenario optimista, España obtendrá un porcentaje de generación distribuida del 75.2%.
- **Escenario 2:** España seguirá un escenario más conservador obteniendo un porcentaje de generación distribuida del 60%.

4.6. Resumen.

Teniendo en cuenta todos los datos aportados en este capítulo podemos realizar la *tabla 7*, con el fin de recopilar los datos de los distintos escenarios de los diferentes periodos de tiempo, tanto para la evolución del vehículo eléctrico como para la evolución de la generación distribuida.

	creación de distintos escenarios			
	Vehículo eléctrico		Generación distribuida	
Actualidad	13.450 Ud	0,04%	40 GW	39%
2017	18.000 Ud	0,06%		
2020	640.000 Ud	2%	42,4 GW	40%
	1,6 millones	5%		
2030	4,4 millones	13,75%	42,4 GW	40%
	6 millones	18,75%	53 GW	50%
2040	5,7 millones	17,81%	53 GW	50%
	14 millones	43,75%	63,6 GW	60%
2050	7 millones	21,88%	63,6 GW	60%
	22 millones	68,75%	79,7 GW	75.2%
Los porcentajes están referidos al número de vehículos totales de España en 2017 (32 millones de unidades) y a la potencia instalada total de España en 2017 (106 GW)				

Tabla 7: Resumen del incremento de la potencia demandada por el VE y la GD hasta el año 2050.
[elaboración propia; 2017]

5. Estudio y selección de una red tipo de baja tensión.

Para analizar el efecto que las expectativas de crecimiento de los VE y de la GD, detalladas en la tabla 7, tendrán en las redes eléctricas de distribución es necesario seleccionar una red “tipo” que represente las redes convencionales de distribución (residencial, comercial, industrial).

Siguiendo los criterios del Boletín Oficial del Estado [BOE], aplicaremos a las distintas cargas, tarifas eléctricas dependiendo de la potencia consumida y del periodo o periodos de discriminación horaria (uno, dos o tres periodos para baja tensión). Además, obtendremos las estimaciones de los días y las horas (utilizando el BOE) en donde se producirá el mayor y el menor consumo de electricidad, ya sea para los meses cálidos como para los meses fríos. Después, podremos estimar el incremento de potencia demandada de nuestra red utilizando los datos de la *tabla 7*.

5.1 Descripción de la red de baja tensión del proyecto DISCERN.

El proyecto Europeo “**DISCERN**: *Distributed Intelligence for Cost-Effective and Reliable Distribution Network Operation*” presenta como referencia una red tipo de baja tensión, compuesta por cargas residenciales, cargas industriales y cargas comerciales. Este Proyecto Europeo está formado por un fuerte consorcio europeo compuesto por 5 Operadores de redes de Distribución [DSO], entre los que se encuentran Unión Fenosa Distribución e Iberdrola Distribución entre los socios españoles. Sus objetivos son analizar la calidad y continuidad de suministro en baja tensión, con generación de señales y alarmas e instalar concentradores físicos y virtuales para la recolección de medidas.

Es de destacar que el proyecto DISCERN es uno de los proyectos claves contemplados en el “European Electricity Grid Initiative” [EEGI] y que permite a las distribuidoras antes mencionadas, mejorar sus conocimientos en redes inteligentes, intercambiar experiencias con otras distribuidoras y obtener un posicionamiento en la Comisión Europea. [47]

DISCERN consta de 5 proyectos de demostración gestionados por las diferentes DSOs antes mencionados. Estos proyectos tienen el objetivo de buscar soluciones rentables que incrementen la “inteligencia” en las redes de media y baja tensión de Europa (cada proyecto es un ejemplo de zona concreta) para poder controlar los sistemas de generación y distribución que cada año se vuelven más complejos e “inestables”. Por eso, en el proyecto DISCERN se evalúa el nivel óptimo de inteligencia en las redes de distribución y se determina qué tecnologías son más

fiables a la hora de tener un mejor control de la red de distribución europea en el futuro.

La red de baja tensión que se ha utilizado en el proyecto antes descrito se muestra en la *imagen 26* y ha sido seleccionada como representativa de las redes de distribución Europeas por los DSOs que participan en el proyecto, por lo que se puede considerar una red tipo de baja tensión bastante representativa de la realidad:

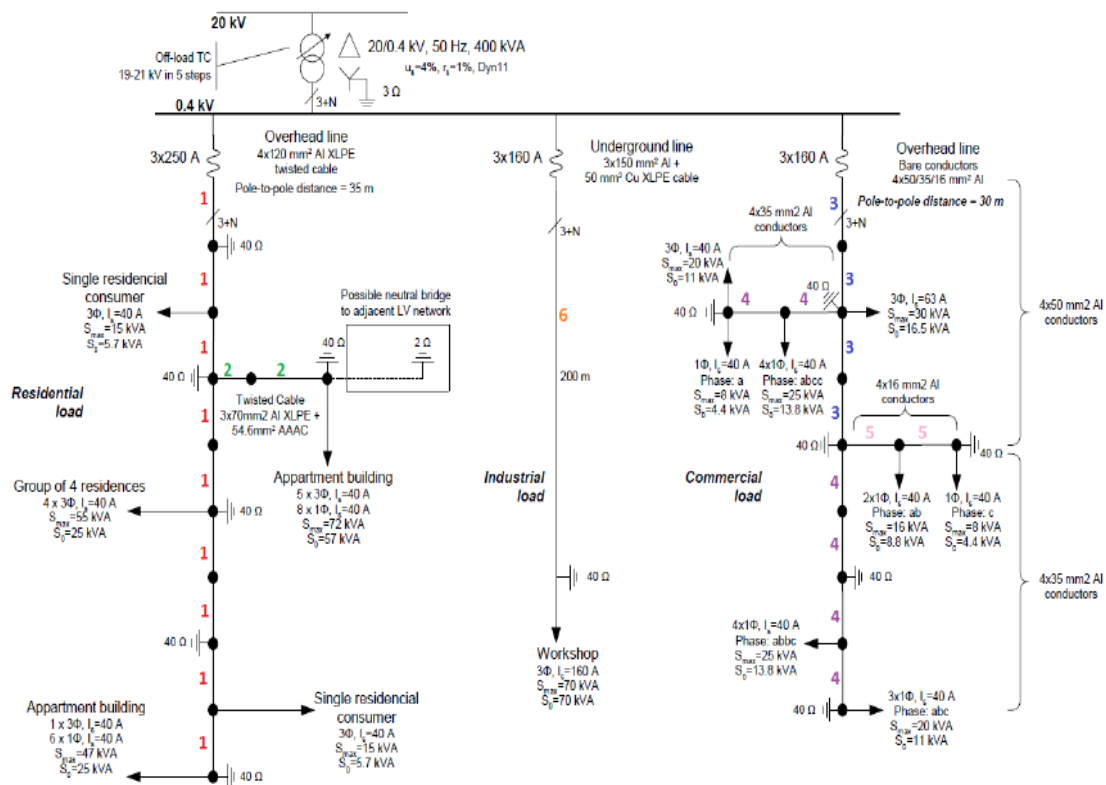


Imagen 26: Red tipo de baja tensión proyecto DISCERN.
[Proyecto DISCERN]

Esta red está compuesta por un transformador de 400 kVA con una relación de transformación de 0.4kV/20kV y tres feeders. El feeder de la izquierda, alimenta a cargas residenciales a través de líneas aéreas de conductor trenzado, el feeder del centro alimenta a una carga industrial a través de un cable enterrado y el feeder de la derecha, alimenta a cargas comerciales a través de un conductor aéreo desnudo.

Las impedancias de las líneas vienen determinadas por el tipo de conductor utilizado (tipo 1, 2,...,6) y la distancia entre nudos (círculos negros). En la rama residencial, la distancia entre nudos es de 35 metros, en la rama industrial de 200 metros y en la rama comercial de 30 metros de nudo a nudo.

Ver tabla 8:

Line type		R_{ph} [Ω /km]	X_{ph} [Ω /km]	$R_{neutral}$ [Ω /km]	R_o [Ω /km]	X_o [Ω /km]
1	OL-Twisted cable 4x120 mm ² Al	0.284	0.083		1.136	0.41
2	OL-Twisted cable 3x70 mm ² Al + 54,6 mm ² AAAC	0.497	0.086	0.630	2.387	0.44
3	OL-Al conductors 4x50 mm ² Al equiv. Cu	0.397	0.279			
4	OL-Al conductors 4x35 mm ² Al equiv. Cu	0.574	0.294			
5	OL-Al conductors 4x16 mm ² Al equiv. Cu	1.218	0.318			
6	UL- 3x150 mm ² Al + 50 mm ² Cu	0.264	0.071	0.387		
7	SC- 4x6 mm ² Cu	3.690	0.094		13.640	0.47
8	SC- 4x16 mm ² Cu	1.380	0.082		5.520	0.41
9	SC- 4x25 mm ² Cu	0.871	0.081		3.480	0.40
10	SC- 3x50 mm ² Al + 35 mm ² Cu	0.822	0.077	0.524	2.040	0.42
11	SC- 3x95 mm ² Al + 35 mm ² Cu	0.410	0.071	0.524		

Tabla 8: impedancias de los conductores según el tipo.
[Proyecto DISCERN]

Como tenemos varios conductores y con el fin de simplificar los cálculos, vamos a tomar como referencia una capacidad de línea igual para todos los conductores de cada feeder. Para ello, primero analizaremos los distintos conductores de los tres feeders (rama residencial, industrial y comercial).

- **Rama residencial:** cuenta con 4 conductores aéreos trenzados de 120mm² de aluminio (*ver tabla 8*) cuya intensidad máxima en régimen permanente viene definida en el BOE y son 260 A. Además, se suministra electricidad a un edificio a través de una pequeña línea aérea de 3 conductores trenzados de 70mm² de aluminio y un neutro de 54.6mm² de AAAC cuya intensidad máxima admisible en régimen permanente es de 180 A. Para homogeneizar y facilitar los cálculos, consideraremos que todas las líneas de esta rama están compuestas por los 4 conductores de 120mm² de aluminio, ya que es el conductor predominante en nuestro feeder.
- **Rama industrial:** cuenta con un cable enterrado de 150mm² de aluminio por fase y un cable de neutro de 50mm² de cobre (*ver tabla 8*). La capacidad máxima del cable en régimen permanente viene definida en el BOE y son 305 A.
- **Rama comercial:** está compuesta por varias líneas de 4 conductores desnudos de aluminio (3 de fase y uno de neutro), con unas secciones de 50mm², 35mm² y 16mm² (*ver tabla 8*). A fin de facilitar los cálculos, consideraremos que en toda esta rama se utilizan los conductores de 50mm² cuya intensidad máxima viene definida en el BOE y es de 125 A.

[48]

Para poder trabajar de una forma más cómoda con la herramienta de Matlab, “matpower”, simplificaremos nuestra red obteniendo la *imagen 27*:

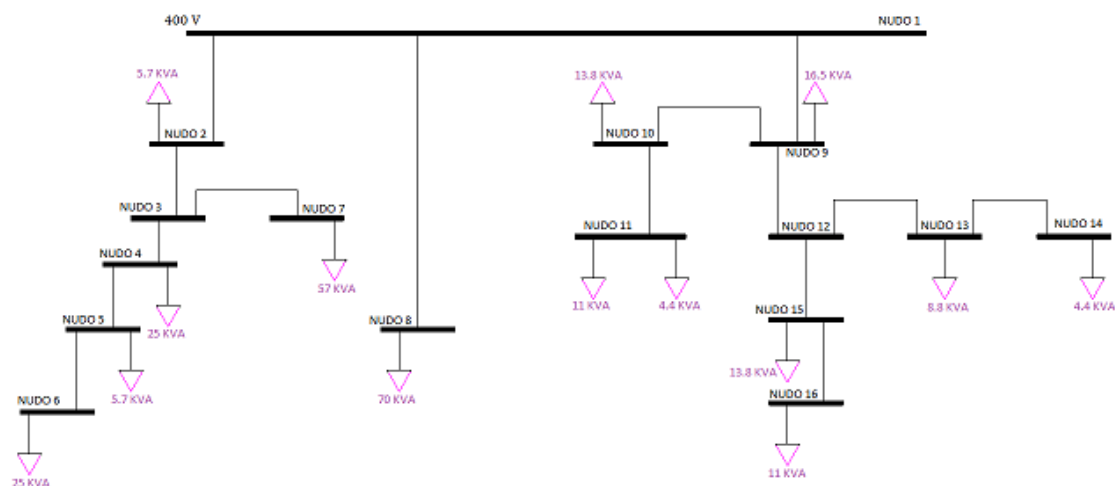


imagen 27: Simplificación de la red tipo de baja tensión.
[Elaboración propia; 2017]

5.2 Tarifas aplicables a las distintas cargas conectadas a la red.

Partiendo de las tarifas establecidas en el **BOE** y del esquema de nuestra red y de nuestros consumidores, haremos una estimación del tipo de tarifa que se puede aplicar a cada consumidor. Véase: [49]

- 2.0 A: tarifa simple de un único periodo, especial para pequeños consumidores cuya potencia contratada no exceda de 10kW.
- 2.0 DHA: tarifa simple con dos periodos de discriminación horaria, especial para la recarga del VE en potencias contratadas no superiores a 10kW.
- 2.1 DHA: tarifa simple con dos periodos de discriminación horaria, especial para cargas comerciales en potencias contratadas entre 10kW y 15kW.
- 3.0: tarifa con tres periodos de discriminación horaria especial para grandes potencias contratadas mayores de 15kW.

Una vez definidas las diferentes tarifas eléctricas, vamos a crear la *tabla 9*, que contiene la asignación de las tarifas eléctricas para las distintas cargas, además de una breve explicación de por qué se ha seleccionado dicha tarifa.

	Tipo de carga	Número de nudo	Potencia consumida [kVA]	Tarifa aplicada	Motivo
--	---------------	----------------	--------------------------	-----------------	--------

Residencial	Consumidor particular	2	5,7	2.0 DHA	Tarifa especial para la recarga del VE en zonas residenciales
	Bloque de viviendas	7	57	2.0 DHA	Tarifa especial para la recarga del VE en zonas residenciales *
	Grupo de 4 residentes	4	25	2.0 DHA	Tarifa especial para la recarga del VE en zonas residenciales *
	Consumidor particular	5	5,7	2.0 DHA	Tarifa especial para la recarga del VE en zonas residenciales
	Bloque de viviendas	6	25	2.0 DHA	Tarifa especial para la recarga del VE en zonas residenciales
Industrial	Industria	8	70	3.0 A	Tarifa especial para potencias superiores a 15 kW y para la industria
Comercial	Carga 9	9	16,5	3.0 A	Tarifa especial para la recarga del VE en zonas residenciales
	Carga 10	10	13,8	2.1 DHA	Tarifa especial para potencias entre 10kW y 15kW
	Carga 11	11	15,4	3.0 A	Tarifa especial para potencias superiores a 15 kW.
	Carga 13	13	8,8	2.0 DHA	Tarifa especial para la recarga del VE en zonas residenciales
	Carga 14	14	4,4	2.0 A	Tarifa simple para pequeños consumidores
	Carga 15	15	13,8	2.1 DHA	Tarifa especial para potencias entre 10kW y 15kW
	Carga 16	16	11	2.1 DHA	Tarifa especial para potencias entre 10kW y 15kW
<p>* Aunque la potencia total contratada es superior a 15 kW y le corresponde una tarifa 3.0, como son un grupo de consumidores se supone que cada consumidor individual no supera los 10 kW de consumo. Por eso se le asigna una tarifa 2.0 DHA.</p> <p>Tabla 9: Tarifas aplicadas a cada carga de la red. [Elaboración propia; 2017; Fuente Gas Natural]</p>					

5.3 Perfiles de demanda para el año 2017.

En este apartado estudiaremos los perfiles de demanda aportados por el BOE en la “*Resolución del 30 de diciembre de 2016 de la Dirección General de Política Energética y Minas*” y analizaremos los siguientes casos: [50]

- Día de invierno con mayor demanda eléctrica en 2017.
- Día de invierno con menor demanda eléctrica en 2017.
- Día de verano con mayor demanda eléctrica en 2017.
- Día de verano con menor demanda eléctrica en 2017.

Entiéndase invierno y verano como “meses fríos y meses cálidos”.

5.3.1 Día de invierno con mayor demanda eléctrica para 2017.

Consultando los datos del BOE se aprecia que los días con una mayor demanda eléctrica de referencia aparecen en el mes de febrero. Para la realización de esta hipótesis, que posteriormente será llevada a ensayo a través de las simulaciones con *MATPOWER*, se ha escogido el día **2 de febrero**, siendo a las **21 horas** cuando se obtiene la demanda de referencia mayor y a las **5 horas** cuando se obtiene la demanda menor.

5.3.2 Día de invierno con menor demanda eléctrica para 2017.

Consultando los datos aportados por el BOE se obtiene **el 26 de noviembre** como el día de invierno con una menor demanda eléctrica de referencia. A las **21 horas** se obtiene un pico de demanda y de nuevo a las **5 de la madrugada** se obtiene la demanda mínima.

5.3.3 Día de verano con mayor demanda eléctrica para 2017.

En los meses cálidos la forma de la curva de demanda varía. El día de verano con una mayor demanda eléctrica de referencia es el **14 de julio**, siendo a las **14 horas** cuando se obtiene la mayor demanda eléctrica de referencia y a las **5 de la madrugada** cuando se obtiene la demanda mínima.

5.3.4 Día de verano con menor demanda eléctrica en 2017.

Por último, el mes de verano con menor demanda eléctrica de referencia es el **25 de junio**, donde se obtiene la mayor demanda a las **23 horas** y la mínima a las **7 horas**.

A continuación, se muestra una tabla resumen de los días analizados. Ver *tabla 10*:

	día	mes	hora	máxima potencia consumida (MW)	hora	mínima potencia consumida (MW)
Meses fríos	Jueves, 2	febrero	21 h	37,264	5 h	24,088
	Domingo, 26	noviembre	21 h	28,55	5 h	19,695
Meses cálidos	Domingo, 25	junio	23 h	27,429	7 h	20,194
	Viernes, 14	julio	14 h	35,971	5 h	24,874

Tabla 10: Resumen demanda eléctrica de referencia para distintos días del año.
[Elaboración propia; 2017; Fuente: REE]

5.4 Extrapolación de las potencias consumidas a nuestra red.

Para poder realizar las simulaciones con MATPOWER, debemos extrapolar las potencias consumidas (ver *imagen 27* o *tabla 9*) a nuestro sistema, teniendo en cuenta las potencias máximas y mínimas obtenidas en el BOE (ver *tabla 10*).

Para ello, se le aplicará un coeficiente a cada carga que dependerá del ratio entre la potencia consumida a una hora determinada (tanto en verano como en invierno) y la potencia consumida máxima (día 2 de febrero a las 21 horas).

$$COEFICIENTE = \text{Potencia consumida} / \text{Potencia consumida el 2 de febrero a las 21h.}$$

Podemos observar los cálculos de los distintos COEFICIENTES, junto con las potencias demandadas para cada día seleccionado, en la *tabla 11*:

	Verano		Invierno	
	Smáxima	Smínima	Smáxima	Smínima
Día	14-jul	25-jun	02-feb	26-nov
Hora	14h	7h	21h	5h
Potencia (MW)	35,971	20,194	37,264	19,695
COEFICIENTE	0,965	0,542	1	0,529

Tabla 11: Coeficientes para extrapolar la potencia de las cargas.
[Elaboración propia; 2017]

Teniendo en cuenta los coeficientes calculados (*tabla 11*), junto con los incrementos del consumo por parte de la implantación del VE (*tabla 7*), obtendremos los valores de

las potencias consumidas por las cargas de nuestra red en por unidad. Posteriormente, introduciremos estos datos en MATPOWER y correremos flujos de carga para estudiar el comportamiento de la red ante variaciones de potencia.

Para realizar dichos cálculos, necesitaremos utilizar la siguiente expresión:

$$Potencia\ demandada\ en\ pu = COEFICIENTE * \frac{Scarga}{Sbase} * incremento\ VE$$

Donde Sbase es 1MVA.

6. Simulaciones de la red de baja tensión sin generación distribuida.

En este apartado, utilizaremos la herramienta “MATPOWER”, para correr flujos de carga y estudiar el comportamiento de nuestra red ante un aumento de carga debido a la implantación del VE.

Para realizar las simulaciones, tomaremos como referencia los datos aportados por las *tablas 7, 8 y 11*. De los datos aportados por *la tabla 7* referentes a la evolución del VE, utilizaremos las previsiones máximas, ya que dan lugar a una situación más crítica.

Antes de empezar, hemos de tener en cuenta la intensidad máxima admisible de cada conductor. Con el fin de facilitar los cálculos y el diseño, homogeneizaremos nuestra red, teniendo en cuenta que la máxima intensidad admisible en régimen permanente de la red sea igual a la menor de nuestros conductores. Como ya comentamos anteriormente, tenemos 3 feeders entre los que elegiremos el conductor de menor sección. Véase la *tabla 12*:

RAMAS	Sección de las fases (mm^2)	Imáx admisible (A)
Rama residencial	120	260
Rama industrial	150	305
Rama comercial	50	125

Tabla 12: resumen sección e intensidad máxima admisible de los 3 feeders de la red.
[Elaboración propia; 2017; Fuentes: Proyecto DISCERN; BOE]

Una vez elegida la sección y la intensidad máxima admisible (Rama comercial), realizaremos las simulaciones en los siguientes subapartados.

6.1 Simulaciones actualidad.

Para empezar, realizaremos las simulaciones del caso base, sin tener en cuenta el aumento del VE y utilizando un COEFICIENTE de 1 (caso más desfavorable).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,28	0,00	0,00	-
2	1,036	0,773	-	-	0,01	-
3	1,029	0,663	-	-	0,00	-
4	1,022	0,552	-	-	0,03	-
5	1,016	0,460	-	-	0,01	-
6	1,015	0,435	-	-	0,03	-
7	1,016	0,545	-	-	0,06	-
8	1,028	0,967	-	-	0,07	-
9	1,038	0,539	-	-	0,02	-
10	1,035	0,453	-	-	0,01	-
11	1,033	0,408	-	-	0,02	-
12	1,032	0,326	-	-	0,00	-
13	1,029	0,283	-	-	0,01	-
14	1,028	0,269	-	-	0,00	-
15	1,024	0,104	-	-	0,01	-
16	1,023	0,071	-	-	0,01	-

Tabla 13: simulación “Bus data” caso base

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	0,12	-	0,002	-	95,9409	76,7527
2	1	8	0,07	-	0,002	-	56,2119	44,9695
3	1	9	0,09	-	0,001	-	66,9926	53,594
4	2	3	0,11	-	0,001	-	91,3984	73,1187
5	3	7	0,6	-	0,001	-	46,2613	37,009
6	3	4	0,6	-	0	-	45,1371	36,1097
7	4	5	0,3	-	0	-	24,9521	19,9617
8	5	6	0,3	-	0	-	20,3248	16,2599
9	9	10	0,3	-	0	-	23,3052	18,6441
10	9	12	0,4	-	0	-	30,5670	24,4536
11	10	11	0,2	-	0	-	12,2999	9,8399
12	12	13	0,1	-	0	-	10,5844	8,4675
13	12	15	0,2	-	0	-	19,9827	15,9861
14	13	14	0	-	0	-	3,5303	2,8243
15	15	16	0,1	-	0	-	8,8687	7,095
Total					0,007	-		

Tabla 14: simulación caso base utilizando una sección de 50 mm²

Como vemos en la *tabla 14*, utilizando una sección de 50mm² y una intensidad máxima admisible en régimen permanente de 125 Amperios, obtenemos en el caso base (sin incluir aumento de potencia por el VE) una intensidad del nudo 1 al 2 de 96 Amperios y del nudo 2 al 3 de 91 Amperios, lo que equivale a tener un porcentaje de utilización de línea de más del 70%.

Normalmente, las líneas eléctricas suelen estar descargadas (no superan el 40%) a fin de que, si un transformador, otra línea, etc... fallase, la línea sea capaz de entregar más potencia sin sobrepasar su límite térmico. Por eso, escoger una sección de 50mm^2 no es aconsejable, ya que solo en el caso base, algunas líneas ya superan el 70% de carga. De este modo, no tendríamos margen si otra línea fallase y además, nuestra línea quedaría obsoleta en pocos años, cuando la demanda de potencia debida al aumento del vehículo eléctrico aumentase.

Para evitar esto, vamos a modificar la sección de nuestras líneas utilizando conductores de 120mm^2 , cuya intensidad máxima admisible en régimen permanente es de 260 Amperios.

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad	Porcentaje de utilización de la línea (%)
Asignación	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	(Amperios)	
1	1	2	0,12	-	0,002	-	95,9409	36,90
2	1	8	0,07	-	0,002	-	56,2119	21,62
3	1	9	0,09	-	0,001	-	66,9926	25,77
4	2	3	0,11	-	0,001	-	91,3984	35,15
5	3	7	0,6	-	0,001	-	46,2613	17,79
6	3	4	0,6	-	0	-	45,1371	17,36
7	4	5	0,3	-	0	-	24,9521	9,60
8	5	6	0,3	-	0	-	20,3248	7,82
9	9	10	0,3	-	0	-	23,3052	8,96
10	9	12	0,4	-	0	-	30,5670	11,76
11	10	11	0,2	-	0	-	12,2999	4,73
12	12	13	0,1	-	0	-	10,5844	4,07
13	12	15	0,2	-	0	-	19,9827	7,69
14	13	14	0	-	0	-	3,5303	1,36
15	15	16	0,1	-	0	-	8,8687	3,41
Total					0,007	-		

Tabla 15: simulación caso base utilizando una sección de 120 mm^2

Como podemos observar, utilizando una sección de 120 mm^2 , la línea está mucho más descargada y no sobrepasa el 40% de carga. Además, la tensión en todos los nudos está dentro de los límites establecidos.

Hay que tener en cuenta que por algunas líneas circula una intensidad muy pequeña (por ejemplo, la línea 14) y se ha considerado que la potencia que transmite es 0. Teóricamente, todas las líneas transmiten potencia, pero en algunas de ellas se despreciarán debido a su escaso valor.

6.2 Simulaciones 2020 sin GD.

Tomando como referencia la *tabla 7* y la *tabla 11*, vamos a analizar la evolución del VE para el año 2020. En este apartado haremos 4 simulaciones, una por cada COEFICIENTE calculado, correspondientes a la mayor y menor demanda en un día de verano y en un día de invierno, teniendo en cuenta que la demanda del VE aumenta un 5%.

6.2.1 Simulación para el día con mayor demanda de verano (14 julio).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,28	0,00	0,00	-
2	1,035	0,770	-	-	0,01	-
3	1,028	0,658	-	-	0,00	-
4	1,021	0,546	-	-	0,03	-
5	1,016	0,453	-	-	0,01	-
6	1,014	0,427	-	-	0,03	-
7	1,016	0,539	-	-	0,06	-
8	1,027	0,967	-	-	0,07	-
9	1,038	0,533	-	-	0,02	-
10	1,035	0,446	-	-	0,01	-
11	1,033	0,400	-	-	0,02	-
12	1,032	0,317	-	-	0,00	-
13	1,029	0,274	-	-	0,01	-
14	1,028	0,259	-	-	0,00	-
15	1,024	0,092	-	-	0,01	-
16	1,023	0,058	-	-	0,01	-

Tabla 16: simulación “Bus data” 14 julio 2020

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
Asignación								
1	1	2	0,12	-	0,002	-	98,2658	37,79
2	1	8	0,07	-	0,002	-	57,5175	22,12
3	1	9	0,09	-	0,001	-	68,5607	26,37
4	2	3	0,12	-	0,001	-	93,5975	36,00
5	3	7	0,6	-	0,001	-	47,4098	18,23
6	3	4	0,6	-	0	-	46,1877	17,76
7	4	5	0,3	-	0	-	25,5470	9,83
8	5	6	0,3	-	0	-	20,7885	8,00
9	9	10	0,3	-	0	-	23,8615	9,18
10	9	12	0,4	-	0	-	31,2882	12,03
11	10	11	0,2	-	0	-	12,5850	4,84
12	12	13	0,1	-	0	-	10,8544	4,17
13	12	15	0,3	-	0	-	20,4338	7,86
14	13	14	0	-	0	-	3,6475	1,40
15	15	16	0,1	-	0	-	9,0422	3,48
Total					0,007	-		

Tabla 17: simulación “Branch data” 14 julio 2020.

6.2.2 Simulación para el día con menor demanda de verano (25 junio).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,16	0,00	0,00	-
2	1,042	0,872	-	-	0,00	-
3	1,038	0,810	-	-	0,00	-
4	1,034	0,749	-	-	0,01	-
5	1,031	0,698	-	-	0,00	-
6	1,030	0,684	-	-	0,01	-
7	1,031	0,745	-	-	0,03	-
8	1,037	0,981	-	-	0,04	-
9	1,043	0,738	-	-	0,01	-
10	1,041	0,690	-	-	0,01	-
11	1,040	0,664	-	-	0,01	-
12	1,040	0,618	-	-	0,00	-
13	1,038	0,594	-	-	0,01	-
14	1,038	0,586	-	-	0,00	-
15	1,036	0,493	-	-	0,01	-
16	1,035	0,475	-	-	0,01	-

Tabla 18: simulación “Bus data” 25 junio 2020

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	0,07	-	0,001	-	54,2560	20,87
2	1	8	0,04	-	0	-	31,9728	12,30
3	1	9	0,05	-	0	-	38,3291	14,74
4	2	3	0,06	-	0	-	51,6966	19,88
5	3	7	0,03	-	0	-	26,1827	10,07
6	3	4	0,03	-	0	-	25,5138	9,81
7	4	5	0,02	-	0	-	14,0723	5,41
8	5	6	0,01	-	0	-	11,4860	4,42
9	9	10	0,02	-	0	-	13,3695	5,14
10	9	12	0,02	-	0	-	17,4502	6,71
11	10	11	0,01	-	0	-	7,0479	2,71
12	12	13	0,01	-	0	-	6,0202	2,32
13	12	15	0,01	-	0	-	11,4300	4,40
14	13	14	0	-	0	-	2,0074	0,77
15	15	16	0,01	-	0	-	5,0728	1,95
Total			0,001		-			

Tabla 19: simulación “Branch data” 25 junio 2020

6.2.3 Simulación para el día con mayor demanda de invierno (2 febrero).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,29	0,00	0,00	-
2	1,035	0,761	-	-	0,01	-
3	1,027	0,645	-	-	0,00	-
4	1,020	0,528	-	-	0,03	-
5	1,014	0,431	-	-	0,01	-
6	1,013	0,404	-	-	0,03	-
7	1,015	0,521	-	-	0,06	-
8	1,026	0,965	-	-	0,07	-
9	1,037	0,515	-	-	0,02	-
10	1,034	0,425	-	-	0,01	-
11	1,032	0,377	-	-	0,02	-
12	1,031	0,291	-	-	0,00	-
13	1,028	0,247	-	-	0,01	-
14	1,027	0,232	-	-	0,00	-
15	1,023	0,057	-	-	0,01	-
16	1,022	0,022	-	-	0,01	-

Tabla 20: simulación “Bus data” 2 febrero 2020

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	0,13	-	0,002	-	102,0772	39,26
2	1	8	0,08	-	0,002	-	59,6765	22,95
3	1	9	0,09	-	0,001	-	71,1178	27,35
4	2	3	0,12	-	0,001	-	97,2452	37,40
5	3	7	0,06	-	0,001	-	49,1957	18,92
6	3	4	0,06	-	0	-	48,0495	18,48
7	4	5	0,03	-	0	-	26,5695	10,22
8	5	6	0,03	-	0	-	21,6404	8,32
9	9	10	0,03	-	0	-	24,7629	9,52
10	9	12	0,04	-	0	-	32,4559	12,48
11	10	11	0,02	-	0	-	13,0772	5,03
12	12	13	0,01	-	0	-	11,1868	4,30
13	12	15	0,03	-	0	-	21,2691	8,18
14	13	14	0	-	0	-	3,7314	1,44
15	15	16	0,01	-	0	-	9,4592	3,64
			Total		0,007	-		

Tabla 21: simulación “Branch data” 2 febrero 2020

6.2.4 Simulación para el día con menor demanda de invierno (26 nov).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,15	0,00	0,00	-
2	1,042	0,875	-	-	0,00	-
3	1,038	0,814	-	-	0,00	-
4	1,035	0,754	-	-	0,01	-
5	1,031	0,704	-	-	0,00	-
6	1,031	0,691	-	-	0,01	-
7	1,032	0,750	-	-	0,03	-
8	1,038	0,982	-	-	0,04	-
9	1,043	0,745	-	-	0,01	-
10	1,042	0,697	-	-	0,01	-
11	1,041	0,672	-	-	0,01	-
12	1,040	0,628	-	-	0,00	-
13	1,039	0,605	-	-	0,00	-
14	1,038	0,597	-	-	0,00	-
15	1,036	0,507	-	-	0,01	-
16	1,035	0,489	-	-	0,01	-

Tabla 22: simulación “Bus data” 26 noviembre 2020

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	0,07	-	0,001	-	53,1873	20,46
2	1	8	0,04	-	0	-	31,2411	12,02
3	1	9	0,05	-	0	-	37,3565	14,37
4	2	3	0,06	-	0	-	50,6283	19,47
5	3	7	0,03	-	0	-	25,6074	9,85
6	3	4	0,03	-	0	-	25,0209	9,62
7	4	5	0,02	-	0	-	13,8245	5,32
8	5	6	0,01	-	0	-	11,2392	4,32
9	9	10	0,02	-	0	-	13,0465	5,02
10	9	12	0,02	-	0	-	16,9616	6,52
11	10	11	0,01	-	0	-	6,8862	2,65
12	12	13	0,01	-	0	-	5,8579	2,25
13	12	15	0,01	-	0	-	11,1038	4,27
14	13	14	0	-	0	-	1,9265	0,74
15	15	16	0,01	-	0	-	4,9099	1,89
Total					0,001	-		

Tabla 23: simulación “Branch data” 26 noviembre 2020

6.3 Simulaciones 2030 sin GD.

En este apartado realizaremos las simulaciones aumentando la potencia demandada de nuestra red, teniendo en cuenta los datos de las *tablas 7 y 11*.

6.3.1 Simulación para el día con mayor demanda de verano (14 julio).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,32	0,00	0,00	-
2	1,033	0,739	-	-	0,01	-
3	1,025	0,612	-	-	0,00	-
4	1,018	0,485	-	-	0,03	-
5	1,011	0,379	-	-	0,01	-
6	1,009	0,350	-	-	0,03	-
7	1,011	0,477	-	-	0,07	-
8	1,024	0,962	-	-	0,08	-
9	1,036	0,471	-	-	0,02	-
10	1,033	0,373	-	-	0,02	-
11	1,031	0,320	-	-	0,02	-
12	1,030	0,226	-	-	0,00	-
13	1,026	0,177	-	-	0,01	-
14	1,025	0,161	-	-	0,01	-
15	1,021	-0,030	-	-	0,02	-
16	1,019	-0,068	-	-	0,01	-

Tabla 24: simulación "Bus data" 14 julio 2030

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	0,14	-	0,002	-	111,4362	42,86
2	1	8	0,08	-	0,002	-	65,2569	25,10
3	1	9	0,10	-	0,001	-	77,6484	29,86
4	2	3	0,13	-	0,001	-	106,1944	40,84
5	3	7	0,07	-	0,001	-	53,8042	20,69
6	3	4	0,06	-	0	-	52,3902	20,15
7	4	5	0,04	-	0	-	28,9693	11,14
8	5	6	0,03	-	0	-	23,6122	9,08
9	9	10	0,03	-	0	-	26,9811	10,38
10	9	12	0,04	-	0	-	35,4656	13,64
11	10	11	0,02	-	0	-	14,2296	5,47
12	12	13	0,02	-	0	-	12,2651	4,72
13	12	15	0,03	-	0	-	23,2006	8,92
14	13	14	0,01	-	0	-	4,0642	1,56
15	15	16	0,01	-	0	-	10,3007	3,96
Total					0,007	-		

Tabla 25: simulación "Branch data" 14 julio 2030

6.3.2 Simulación para el día con menor demanda de verano (25 junio).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,18	0,00	0,00	-
2	1,041	0,855	-	-	0,00	-
3	1,036	0,784	-	-	0,00	-
4	1,032	0,715	-	-	0,02	-
5	1,028	0,656	-	-	0,00	-
6	1,027	0,641	-	-	0,02	-
7	1,029	0,710	-	-	0,04	-
8	1,036	0,979	-	-	0,05	-
9	1,042	0,705	-	-	0,01	-
10	1,040	0,650	-	-	0,01	-
11	1,039	0,621	-	-	0,01	-
12	1,039	0,569	-	-	0,00	-
13	1,037	0,542	-	-	0,01	-
14	1,036	0,533	-	-	0,00	-
15	1,034	0,427	-	-	0,01	-
16	1,033	0,406	-	-	0,01	-

Tabla 26: simulación “Bus data” 25 junio 2030

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	0,08	-	0,001	-	61,7498	23,75
2	1	8	0,05	-	0,001	-	36,2903	13,96
3	1	9	0,05	-	0	-	43,2786	16,65
4	2	3	0,07	-	0	-	58,7873	22,61
5	3	7	0,04	-	0	-	29,7319	11,44
6	3	4	0,04	-	0	-	29,0554	11,18
7	4	5	0,02	-	0	-	16,0556	6,18
8	5	6	0,02	-	0	-	13,0576	5,02
9	9	10	0,02	-	0	-	15,0677	5,80
10	9	12	0,02	-	0	-	19,7357	7,59
11	10	11	0,01	-	0	-	7,9383	3,05
12	12	13	0,01	-	0	-	6,8330	2,63
13	12	15	0,02	-	0	-	12,9027	4,96
14	13	14	0	-	0	-	2,2518	0,87
15	15	16	0,01	-	0	-	5,7278	2,20
Total			0,002		-			

Tabla 27: simulación “Branch data” 25 junio 2030

6.3.3 Simulación para el día con mayor demanda de invierno (2 febrero).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,33	0,00	0,00	-
2	1,033	0,729	-	-	0,01	-
3	1,024	0,597	-	-	0,00	-
4	1,016	0,465	-	-	0,03	-
5	1,010	0,354	-	-	0,01	-
6	1,008	0,324	-	-	0,03	-
7	1,010	0,456	-	-	0,07	-
8	1,023	0,961	-	-	0,08	-
9	1,035	0,451	-	-	0,02	-
10	1,032	0,348	-	-	0,02	-
11	1,030	0,294	-	-	0,02	-
12	1,029	0,196	-	-	0,00	-
13	1,025	0,145	-	-	0,01	-
14	1,024	0,128	-	-	0,01	-
15	1,020	-0,071	-	-	0,02	-
16	1,018	-0,111	-	-	0,01	-

Tabla 28: simulación “Bus data” 2 febrero 2030

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad	Porcentaje de utilización de la línea (%)
Asignación	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	(Amperios)	
1	1	2	0,15	-	0,002	-	115,8787	44,57
2	1	8	0,09	-	0,002	-	67,6799	26,03
3	1	9	0,10	-	0,001	-	80,7162	31,04
4	2	3	0,14	-	0,001	-	110,3915	42,46
5	3	7	0,07	-	0,001	-	55,8655	21,49
6	3	4	0,07	-	0,001	-	54,5260	20,97
7	4	5	0,04	-	0	-	30,1732	11,61
8	5	6	0,03	-	0	-	24,5602	9,45
9	9	10	0,03	-	0	-	28,0512	10,79
10	9	12	0,05	-	0	-	36,8918	14,19
11	10	11	0,02	-	0	-	14,8066	5,69
12	12	13	0,02	-	0	-	12,7644	4,91
13	12	15	0,03	-	0	-	24,1275	9,28
14	13	14	0,01	-	0	-	4,2309	1,63
15	15	16	0,01	-	0	-	10,7223	4,12
Total			0,008		-			

Tabla 29: simulación “Branch data” 2 febrero 2030

6.3.4 Simulación para el día con menor demanda de invierno (26 nov).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,17	0,00	0,00	-
2	1,041	0,858	-	-	0,00	-
3	1,037	0,790	-	-	0,00	-
4	1,033	0,722	-	-	0,02	-
5	1,029	0,665	-	-	0,00	-
6	1,028	0,650	-	-	0,02	-
7	1,029	0,718	-	-	0,04	-
8	1,036	0,979	-	-	0,04	-
9	1,042	0,711	-	-	0,01	-
10	1,041	0,658	-	-	0,01	-
11	1,040	0,629	-	-	0,01	-
12	1,039	0,579	-	-	0,00	-
13	1,037	0,552	-	-	0,01	-
14	1,037	0,543	-	-	0,00	-
15	1,034	0,441	-	-	0,01	-
16	1,033	0,421	-	-	0,01	-

Tabla 30: simulación “Bus data” 26 noviembre 2030

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	0,08	-	0,001	-	60,1821	23,15
2	1	8	0,04	-	0,001	-	35,3931	13,61
3	1	9	0,05	-	0	-	42,3033	16,27
4	2	3	0,07	-	0	-	57,3003	22,04
5	3	7	0,04	-	0	-	28,9875	11,15
6	3	4	0,04	-	0	-	28,3128	10,89
7	4	5	0,02	-	0	-	15,6415	6,02
8	5	6	0,02	-	0	-	12,7261	4,89
9	9	10	0,02	-	0	-	14,7438	5,67
10	9	12	0,02	-	0	-	19,2455	7,40
11	10	11	0,01	-	0	-	7,7761	2,99
12	12	13	0,01	-	0	-	6,6703	2,57
13	12	15	0,02	-	0	-	12,5752	4,84
14	13	14	0	-	0	-	2,2511	0,87
15	15	16	0,01	-	0	-	5,5643	2,14
Total			0,002		-			

Tabla 31: simulación “Branch data” 26 noviembre 2030

6.4 Simulaciones 2040 sin GD.

6.4.1 Simulación para el día con mayor demanda de verano (14 julio).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,39	0,00	0,00	-
2	1,030	0,683	-	-	0,01	-
3	1,020	0,527	-	-	0,00	-
4	1,010	0,371	-	-	0,03	-
5	1,002	0,240	-	-	0,01	-
6	1,000	0,204	-	-	0,03	-
7	1,003	0,361	-	-	0,08	-
8	1,019	0,954	-	-	0,10	-
9	1,033	0,357	-	-	0,02	-
10	1,029	0,237	-	-	0,02	-
11	1,026	0,173	-	-	0,02	-
12	1,025	0,058	-	-	0,00	-
13	1,021	-0,002	-	-	0,01	-
14	1,020	-0,022	-	-	0,01	-
15	1,014	-0,256	-	-	0,02	-
16	1,013	-0,303	-	-	0,02	-

Tabla 32: simulación "Bus data" 14 julio 2040

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad	Porcentaje de utilización de la línea (%)
Asignación	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	(Amperios)	
1	1	2	0,17	-	0,003	-	136,2221	52,39
2	1	8	0,10	-	0,003	-	79,4438	30,56
3	1	9	0,12	-	0,002	-	94,5437	36,36
4	2	3	0,16	-	0,002	-	129,8284	49,93
5	3	7	0,08	-	0,001	-	65,7333	25,28
6	3	4	0,08	-	0,001	-	64,0952	24,65
7	4	5	0,04	-	0	-	35,4756	13,64
8	5	6	0,03	-	0	-	28,9084	11,12
9	9	10	0,04	-	0	-	32,8451	12,63
10	9	12	0,05	-	0	-	43,2252	16,63
11	10	11	0,02	-	0	-	17,3731	6,68
12	12	13	0,02	-	0	-	14,9411	5,75
13	12	15	0,03	-	0	-	28,2842	10,88
14	13	14	0,01	-	0	-	4,9848	1,92
15	15	16	0,02	-	0	-	12,5911	4,84
Total			0,012		-			

Tabla 33: simulación "Branch data" 14 julio 2040

6.4.2 Simulación para el día con menor demanda de verano (25 junio).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,22	0,00	0,00	-
2	1,039	0,824	-	-	0,00	-
3	1,033	0,739	-	-	0,00	-
4	1,028	0,654	-	-	0,02	-
5	1,024	0,583	-	-	0,00	-
6	1,023	0,563	-	-	0,02	-
7	1,024	0,648	-	-	0,04	-
8	1,033	0,974	-	-	0,05	-
9	1,041	0,641	-	-	0,01	-
10	1,038	0,574	-	-	0,01	-
11	1,037	0,539	-	-	0,01	-
12	1,036	0,475	-	-	0,00	-
13	1,034	0,443	-	-	0,01	-
14	1,033	0,432	-	-	0,00	-
15	1,030	0,303	-	-	0,01	-
16	1,029	0,278	-	-	0,01	-

Tabla 34: simulación “Bus data” 25 junio 2040

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	0,09	-	0,001	-	74,9353	28,82
2	1	8	0,06	-	0,001	-	43,9836	16,92
3	1	9	0,07	-	0,001	-	52,6461	20,25
4	2	3	0,09	-	0	-	71,4056	27,46
5	3	7	0,04	-	0	-	36,1309	13,90
6	3	4	0,04	-	0	-	35,2748	13,57
7	4	5	0,02	-	0	-	19,4708	7,49
8	5	6	0,02	-	0	-	15,8896	6,11
9	9	10	0,02	-	0	-	18,3127	7,04
10	9	12	0,03	-	0	-	24,0025	9,23
11	10	11	0,01	-	0	-	9,6437	3,71
12	12	13	0,01	-	0	-	8,3032	3,19
13	12	15	0,02	-	0	-	15,6993	6,04
14	13	14	0	-	0	-	2,7422	1,05
15	15	16	0,01	-	0	-	6,9629	2,68
Total			0,003		-			

Tabla 35: simulación “Branch data” 25 junio 2040

6.4.3 Simulación para el día con mayor demanda de invierno (2 febrero).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,41	0,00	0,00	-
2	1,029	0,671	-	-	0,01	-
3	1,019	0,510	-	-	0,00	-
4	1,009	0,348	-	-	0,04	-
5	1,001	0,212	-	-	0,01	-
6	0,998	0,174	-	-	0,04	-
7	1,001	0,337	-	-	0,08	-
8	1,017	0,952	-	-	0,10	-
9	1,032	0,334	-	-	0,02	-
10	1,028	0,209	-	-	0,02	-
11	1,026	0,143	-	-	0,02	-
12	1,024	0,023	-	-	0,00	-
13	1,020	-0,039	-	-	0,01	-
14	1,019	-0,059	-	-	0,01	-
15	1,013	-0,302	-	-	0,02	-
16	1,011	-0,350	-	-	0,02	-

Tabla 36: simulación “Bus data” 2 febrero 2040

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad	Porcentaje de utilización de la línea (%)
Asignación	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	(Amperios)	
1	1	2	0,18	-	0,004	-	141,2647	54,33
2	1	8	0,10	-	0,003	-	82,4021	31,69
3	1	9	0,12	-	0,002	-	97,9761	37,68
4	2	3	0,17	-	0,002	-	134,6233	51,78
5	3	7	0,08	-	0,001	-	68,1793	26,22
6	3	4	0,08	-	0,001	-	66,4440	25,56
7	4	5	0,04	-	0	-	36,7918	14,15
8	5	6	0,04	-	0	-	29,9631	11,52
9	9	10	0,04	-	0	-	34,0074	13,08
10	9	12	0,06	-	0	-	44,8386	17,25
11	10	11	0,02	-	0	-	17,9562	6,91
12	12	13	0,02	-	0	-	15,5292	5,97
13	12	15	0,04	-	0	-	29,3095	11,27
14	13	14	0,01	-	0	-	5,1539	1,98
15	15	16	0,02	-	0	-	13,0202	5,01
Total			0,013		-			

Tabla 37: simulación “Branch data” 2 febrero 2040

6.4.4 Simulación para el día con mayor demanda de invierno (26 nov).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,21	0,00	0,00	-
2	1,039	0,828	-	-	0,00	-
3	1,034	0,745	-	-	0,00	-
4	1,029	0,662	-	-	0,02	-
5	1,025	0,593	-	-	0,00	-
6	1,023	0,575	-	-	0,02	-
7	1,025	0,657	-	-	0,04	-
8	1,033	0,975	-	-	0,05	-
9	1,041	0,651	-	-	0,01	-
10	1,039	0,586	-	-	0,01	-
11	1,037	0,552	-	-	0,01	-
12	1,037	0,490	-	-	0,00	-
13	1,034	0,458	-	-	0,01	-
14	1,034	0,448	-	-	0,00	-
15	1,031	0,322	-	-	0,01	-
16	1,030	0,297	-	-	0,01	-

Tabla 38: simulación “Bus data” 26 noviembre 2040

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	0,09	-	0,001	-	73,0208	28,08
2	1	8	0,05	-	0,001	-	42,9169	16,51
3	1	9	0,06	-	0,001	-	51,1772	19,68
4	2	3	0,09	-	0	-	69,5723	26,76
5	3	7	0,04	-	0	-	35,2129	13,54
6	3	4	0,04	-	0	-	34,3594	13,22
7	4	5	0,02	-	0	-	18,9690	7,30
8	5	6	0,02	-	0	-	15,4715	5,95
9	9	10	0,02	-	0	-	17,8249	6,86
10	9	12	0,03	-	0	-	23,3443	8,98
11	10	11	0,01	-	0	-	9,3994	3,62
12	12	13	0,01	-	0	-	8,0578	3,10
13	12	15	0,02	-	0	-	15,2865	5,88
14	13	14	0	-	0	-	2,6603	1,02
15	15	16	0,01	-	0	-	6,7972	2,61
Total			0,003		-			

Tabla 39: simulación “Branch data” 26 noviembre 2040

6.5 Simulaciones 2050 sin GD.

6.5.1 Simulación para el día con mayor demanda de verano (14 julio).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,46	0,01	0,00	-
2	1,026	0,626	-	-	0,01	-
3	1,014	0,442	-	-	0,00	-
4	1,003	0,256	-	-	0,04	-
5	0,994	0,100	-	-	0,01	-
6	0,991	0,057	-	-	0,04	-
7	0,994	0,244	-	-	0,09	-
8	1,013	0,945	-	-	0,11	-
9	1,030	0,242	-	-	0,03	-
10	1,025	0,100	-	-	0,02	-
11	1,022	0,024	-	-	0,03	-
12	1,021	-0,112	-	-	0,00	-
13	1,016	-0,183	-	-	0,01	-
14	1,014	-0,207	-	-	0,01	-
15	1,008	-0,484	-	-	0,02	-
16	1,006	-0,540	-	-	0,02	-

Tabla 40: simulación "Bus data" 14 julio 2050

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	0,20	-	0,005	-	161,1747	61,99
2	1	8	0,12	-	0,004	-	93,7941	36,07
3	1	9	0,14	-	0,003	-	111,6046	42,92
4	2	3	0,19	-	0,002	-	153,6206	59,08
5	3	7	0,09	-	0,002	-	77,7906	29,92
6	3	4	0,09	-	0,001	-	75,8300	29,17
7	4	5	0,05	-	0	-	42,0185	16,16
8	5	6	0,04	-	0	-	34,2194	13,16
9	9	10	0,05	-	0	-	38,7568	14,91
10	9	12	0,06	-	0,001	-	51,0828	19,65
11	10	11	0,03	-	0	-	20,4618	7,87
12	12	13	0,02	-	0	-	17,6462	6,79
13	12	15	0,04	-	0,001	-	33,4367	12,86
14	13	14	0,01	-	0	-	5,9157	2,28
15	15	16	0,02	-	0	-	14,8305	5,70
Total					0,019	-		

Tabla 41: simulación "Branch data" 14 julio 2050

6.5.2 Simulación para el día con menor demanda de verano (25 junio).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,25	0,00	0,00	-
2	1,037	0,793	-	-	0,01	-
3	1,031	0,692	-	-	0,00	-
4	1,024	0,591	-	-	0,02	-
5	1,019	0,507	-	-	0,01	-
6	1,018	0,484	-	-	0,02	-
7	1,019	0,585	-	-	0,05	-
8	1,029	0,970	-	-	0,06	-
9	1,039	0,579	-	-	0,02	-
10	1,036	0,501	-	-	0,01	-
11	1,035	0,459	-	-	0,01	-
12	1,034	0,385	-	-	0,00	-
13	1,031	0,347	-	-	0,01	-
14	1,030	0,334	-	-	0,00	-
15	1,027	0,182	-	-	0,01	-
16	1,026	0,152	-	-	0,01	-

Tabla 42: simulación “Bus data” 25 junio 2050

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	0,11	-	0,001	-	88,4028	34,00
2	1	8	0,07	-	0,001	-	51,8059	19,93
3	1	9	0,08	-	0,001	-	61,7346	23,74
4	2	3	0,10	-	0,001	-	84,2233	32,39
5	3	7	0,05	-	0,001	-	42,5905	16,38
6	3	4	0,05	-	0	-	41,6328	16,01
7	4	5	0,03	-	0	-	23,0022	8,85
8	5	6	0,02	-	0	-	18,7504	7,21
9	9	10	0,03	-	0	-	21,4900	8,27
10	9	12	0,04	-	0	-	28,1328	10,82
11	10	11	0,01	-	0	-	11,3562	4,37
12	12	13	0,01	-	0	-	9,7001	3,73
13	12	15	0,02	-	0	-	18,4327	7,09
14	13	14	0	-	0	-	3,2352	1,24
15	15	16	0,01	-	0	-	8,2061	3,16
Total			0,005		-			

Tabla 43: simulación “Branch data” 25 junio 2050

6.5.3 Simulación para el día con mayor demanda de invierno (2 febrero).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,48	0,01	0,00	-
2	1,025	0,612	-	-	0,01	-
3	1,013	0,421	-	-	0,00	-
4	1,001	0,228	-	-	0,04	-
5	0,992	0,065	-	-	0,01	-
6	0,989	0,020	-	-	0,04	-
7	0,992	0,214	-	-	0,10	-
8	1,011	0,943	-	-	0,12	-
9	1,029	0,214	-	-	0,03	-
10	1,024	0,067	-	-	0,02	-
11	1,021	-0,012	-	-	0,03	-
12	1,020	-0,154	-	-	0,00	-
13	1,015	-0,227	-	-	0,01	-
14	1,013	-0,252	-	-	0,01	-
15	1,006	-0,541	-	-	0,02	-
16	1,004	-0,599	-	-	0,02	-

Tabla 44: simulación “Bus data” 2 febrero 2050

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad	Porcentaje de utilización de la línea (%)
Asignación	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	(Amperios)	
1	1	2	0,21	-	0,005	-	167,3730	64,37
2	1	8	0,12	-	0,004	-	97,3008	37,42
3	1	9	0,15	-	0,003	-	115,7509	44,52
4	2	3	0,20	-	0,002	-	159,5681	61,37
5	3	7	0,10	-	0,002	-	80,8167	31,08
6	3	4	0,1	-	0,001	-	78,7514	30,29
7	4	5	0,05	-	0,001	-	43,6304	16,78
8	5	6	0,04	-	0	-	35,5621	13,68
9	9	10	0,05	-	0	-	40,1798	15,45
10	9	12	0,07	-	0,001	-	53,0615	20,41
11	10	11	0,03	-	0	-	21,2170	8,16
12	12	13	0,02	-	0	-	18,3265	7,05
13	12	15	0,04	-	0,001	-	34,7353	13,36
14	13	14	0,01	-	0	-	6,0881	2,34
15	15	16	0,02	-	0	-	15,4365	5,94
Total			0,02		-			

Tabla 45: simulación “Branch data” 2 febrero 2050

6.5.4 Simulación para el día con menor demanda de invierno (26 nov).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,25	0,00	0,00	-
2	1,037	0,798	-	-	0,01	-
3	1,031	0,700	-	-	0,00	-
4	1,025	0,602	-	-	0,02	-
5	1,020	0,520	-	-	0,01	-
6	1,019	0,498	-	-	0,02	-
7	1,020	0,595	-	-	0,05	-
8	1,030	0,971	-	-	0,06	-
9	1,039	0,590	-	-	0,01	-
10	1,036	0,513	-	-	0,01	-
11	1,035	0,473	-	-	0,01	-
12	1,034	0,400	-	-	0,00	-
13	1,032	0,362	-	-	0,01	-
14	1,031	0,350	-	-	0,00	-
15	1,027	0,203	-	-	0,01	-
16	1,026	0,174	-	-	0,01	-

Tabla 46: simulación “Bus data” 26 noviembre 2050

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad	Porcentaje de utilización de la línea (%)
Asignación	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	(Amperios)	
1	1	2	0,11	-	0,001	-	86,2192	33,16
2	1	8	0,06	-	0,001	-	50,5676	19,45
3	1	9	0,08	-	0,001	-	60,1757	23,14
4	2	3	0,10	-	0,001	-	82,1214	31,59
5	3	7	0,05	-	0,001	-	41,5790	15,99
6	3	4	0,05	-	0	-	40,5424	15,59
7	4	5	0,03	-	0	-	22,4114	8,62
8	5	6	0,02	-	0	-	18,2445	7,02
9	9	10	0,03	-	0	-	20,9190	8,05
10	9	12	0,03	-	0	-	27,4690	10,57
11	10	11	0,01	-	0	-	11,0299	4,24
12	12	13	0,01	-	0	-	9,5342	3,67
13	12	15	0,02	-	0	-	17,9349	6,90
14	13	14	0	-	0	-	3,1529	1,21
15	15	16	0,01	-	0	-	7,9574	3,06
			Total		0,005	-		

Tabla 47: simulación “Branch data” 26 noviembre 2050

7. Simulaciones de la red de baja tensión con generación distribuida.

En este capítulo simularemos nuestra red teniendo en cuenta el aporte de generación distribuida desde la actualidad hasta 2050, utilizando los datos de las *tablas 7 y 11*.

De acuerdo con el **marco regulatorio actual de España** y parafraseando el “*Artículo 12: eficiencia energética,*” del RITE en el BOE: **[51]**

“Las instalaciones térmicas deben diseñarse y calcularse, ejecutarse, mantenerse y utilizarse de tal forma que se reduzca el consumo de energía convencional de las instalaciones térmicas y, como consecuencia, las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos [...] cumpliendo los siguientes requisitos:

[...] 5. Recuperación de energía: las instalaciones térmicas incorporarán subsistemas que permitan el ahorro, la recuperación de energía y el aprovechamiento de energías residuales.

6. Utilización de energías renovables: las instalaciones térmicas aprovecharán las energías renovables disponibles, con el objetivo de cubrir con estas energías una parte de las necesidades del edificio.”

Desde 2007, es obligatorio la incorporación de generación distribuida en las instalaciones térmicas de los edificios. Es por este motivo por el cual vamos a considerar que hay generación distribuida en todos los nudos de nuestra red en los que haya una demanda eléctrica, siendo el aporte de la GD el explicado en la *tabla 7*. Por ejemplo: en la actualidad tenemos un 39% de GD, de modo que, a cada nudo de nuestra red le aplicaremos una generación correspondiente al 39% de la demanda eléctrica de dicho nudo.

$$P_{\text{generada en nudo}} = P_{\text{demandada en nudo}} * \text{Porcentaje de generación distribuida}$$

7.1 Simulaciones en la actualidad con GD.

7.1.1 Simulación para el día con mayor demanda de verano (14 julio).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,16	0,00	0,00	-
2	1,042	0,870	-	-	0,00	-
3	1,038	0,808	-	-	0,00	-
4	1,034	0,745	-	-	0,01	-
5	1,031	0,694	-	-	0,00	-
6	1,030	0,679	-	-	0,01	-
7	1,031	0,741	-	-	0,03	-
8	1,037	0,981	-	-	0,04	-
9	1,043	0,737	-	-	0,01	-
10	1,041	0,688	-	-	0,01	-
11	1,040	0,662	-	-	0,01	-
12	1,040	0,616	-	-	0,00	-
13	1,038	0,592	-	-	0,01	-
14	1,038	0,584	-	-	0,00	-
15	1,036	0,491	-	-	0,01	-
16	1,035	0,472	-	-	0,01	-

Tabla 48: simulación “Bus data” 14 julio 2017

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	0,07	-	0,01	-	55,0770	21,18
2	1	8	0,04	-	0	-	32,3795	12,45
3	1	9	0,05	-	0	-	38,5715	14,84
4	2	3	0,07	-	0	-	52,4373	20,17
5	3	7	0,03	-	0	-	26,5128	10,20
6	3	4	0,03	-	0	-	25,9245	9,97
7	4	5	0,02	-	0	-	14,3191	5,51
8	5	6	0,01	-	0	-	11,6513	4,48
9	9	10	0,02	-	0	-	13,4504	5,17
10	9	12	0,02	-	0	-	17,5316	6,74
11	10	11	0,01	-	0	-	7,1285	2,74
12	12	13	0,01	-	0	-	6,1009	2,35
13	12	15	0,01	-	0	-	11,4307	4,40
14	13	14	0	-	0	-	2,0076	0,77
15	15	16	0,01	-	0	-	5,0731	1,95
			Total		0,01	-		

Tabla 49: simulación “Branch data” 14 julio 2017

7.1.2 Simulación para el día con menor demanda de verano (25 junio).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,04	0,00	0,00	-
2	1,048	0,966	-	-	0,00	-
3	1,047	0,949	-	-	0,00	-
4	1,046	0,933	-	-	0,00	-
5	1,045	0,920	-	-	0,00	-
6	1,045	0,916	-	-	0,00	-
7	1,045	0,932	-	-	0,01	-
8	1,047	0,995	-	-	0,01	-
9	1,048	0,931	-	-	0,00	-
10	1,048	0,918	-	-	0,00	-
11	1,048	0,912	-	-	0,00	-
12	1,047	0,899	-	-	0,00	-
13	1,047	0,893	-	-	0,00	-
14	1,047	0,891	-	-	0,00	-
15	1,046	0,866	-	-	0,00	-
16	1,046	0,861	-	-	0,00	-

Tabla 50: simulación “Bus data” 25 junio 2017

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	0,02	-	0	-	14,4301	5,55
2	1	8	0,01	-	0	-	8,4396	3,25
3	1	9	0,01	-	0	-	10,1067	3,89
4	2	3	0,02	-	0	-	13,7144	5,27
5	3	7	0,01	-	0	-	6,9377	2,67
6	3	4	0,01	-	0	-	6,7767	2,61
7	4	5	0	-	0	-	3,7487	1,44
8	5	6	0	-	0	-	3,0310	1,17
9	9	10	0	-	0	-	3,5000	1,35
10	9	12	0,01	-	0	-	4,6191	1,78
11	10	11	0	-	0	-	1,8297	0,70
12	12	13	0	-	0	-	1,5920	0,61
13	12	15	0	-	0	-	3,0271	1,16
14	13	14	0	-	0	-	0,5573	0,21
15	15	16	0	-	0	-	1,3543	0,52
Total			0		-			

Tabla 51: simulación “Branch data” 25 junio 2017

7.1.3 Simulación para el día con mayor demanda de invierno (2 febrero).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,17	0,00	0,00	-
2	1,041	0,862	-	-	0,00	-
3	1,037	0,796	-	-	0,00	-
4	1,033	0,729	-	-	0,02	-
5	1,030	0,674	-	-	0,00	-
6	1,029	0,659	-	-	0,02	-
7	1,030	0,725	-	-	0,03	-
8	1,036	0,980	-	-	0,04	-
9	1,043	0,720	-	-	0,01	-
10	1,041	0,668	-	-	0,01	-
11	1,040	0,641	-	-	0,01	-
12	1,039	0,591	-	-	0,00	-
13	1,038	0,566	-	-	0,01	-
14	1,037	0,557	-	-	0,00	-
15	1,035	0,458	-	-	0,01	-
16	1,034	0,439	-	-	0,01	-

Tabla 52: simulación “Bus data” 2 febrero 2017

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad	Porcentaje de utilización de la línea (%)
Asignación	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	(Amperios)	
1	1	2	0,07	-	0,01	-	58,5334	22,51
2	1	8	0,04	-	0,01	-	34,3335	13,21
3	1	9	0,05	-	0	-	41,0045	15,77
4	2	3	0,07	-	0	-	55,7323	21,44
5	3	7	0,04	-	0	-	28,1620	10,83
6	3	4	0,03	-	0	-	27,5703	10,60
7	4	5	0,02	-	0	-	15,2276	5,86
8	5	6	0,02	-	0	-	12,3947	4,77
9	9	10	0,02	-	0	-	14,2588	5,48
10	9	12	0,02	-	0	-	18,6734	7,18
11	10	11	0,01	-	0	-	7,5332	2,90
12	12	13	0,01	-	0	-	6,5071	2,50
13	12	15	0,02	-	0	-	12,1663	4,68
14	13	14	0	-	0	-	2,1699	0,83
15	15	16	0,01	-	0	-	5,4003	2,08
			Total		0,02	-		

Tabla 53: simulación “Branch data” 2 febrero 2017

7.1.4 Simulación para el día con menor demanda de invierno (26 nov).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,04	0,00	0,00	-
2	1,048	0,969	-	-	0,00	-
3	1,047	0,954	-	-	0,00	-
4	1,046	0,939	-	-	0,00	-
5	1,045	0,927	-	-	0,00	-
6	1,045	0,923	-	-	0,00	-
7	1,045	0,938	-	-	0,01	-
8	1,047	0,996	-	-	0,01	-
9	1,048	0,937	-	-	0,00	-
10	1,048	0,926	-	-	0,00	-
11	1,048	0,920	-	-	0,00	-
12	1,048	0,909	-	-	0,00	-
13	1,047	0,903	-	-	0,00	-
14	1,047	0,901	-	-	0,00	-
15	1,047	0,880	-	-	0,00	-
16	1,046	0,875	-	-	0,00	-

Tabla 54: simulación “Bus data” 26 noviembre 2017

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	0,02	-	0	-	13,1493	5,06
2	1	8	0,01	-	0	-	7,7209	2,97
3	1	9	0,01	-	0	-	9,1492	3,52
4	2	3	0,02	-	0	-	12,5132	4,81
5	3	7	0,01	-	0	-	6,2971	2,42
6	3	4	0,01	-	0	-	6,2162	2,39
7	4	5	0	-	0	-	3,4282	1,32
8	5	6	0	-	0	-	2,7905	1,07
9	9	10	0	-	0	-	3,1811	1,22
10	9	12	0,01	-	0	-	4,1398	1,59
11	10	11	0	-	0	-	1,6703	0,64
12	12	13	0	-	0	-	1,4324	0,55
13	12	15	0	-	0	-	2,7074	1,04
14	13	14	0	-	0	-	0,4775	0,18
15	15	16	0	-	0	-	1,1945	0,46
			Total		0	-		

Tabla 55: simulación “Branch data” 26 noviembre 2017

7.2 Simulaciones en 2020 con GD.

7.2.1 Simulación para el día con mayor demanda de verano (14 julio).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,14	0,00	0,00	-
2	1,041	0,862	-	-	0,00	-
3	1,037	0,795	-	-	0,00	-
4	1,033	0,729	-	-	0,02	-
5	1,030	0,674	-	-	0,00	-
6	1,029	0,659	-	-	0,02	-
7	1,030	0,724	-	-	0,04	-
8	1,036	0,980	-	-	0,04	-
9	1,043	0,719	-	-	0,01	-
10	1,041	0,667	-	-	0,01	-
11	1,040	0,639	-	-	0,01	-
12	1,039	0,590	-	-	0,00	-
13	1,037	0,564	-	-	0,01	-
14	1,037	0,556	-	-	0,00	-
15	1,035	0,456	-	-	0,01	-
16	1,034	0,436	-	-	0,01	-

Tabla 56: simulación “Bus data” 14 julio 2020

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
Asignación								
1	1	2	0,07	-	0,01	-	58,6985	22,58
2	1	8	0,04	-	0,01	-	34,4964	13,27
3	1	9	0,05	-	0	-	41,1670	15,83
4	2	3	0,07	-	0	-	55,8974	21,50
5	3	7	0,04	-	0	-	28,3260	10,89
6	3	4	0,03	-	0	-	27,5713	10,60
7	4	5	0,02	-	0	-	15,2281	5,86
8	5	6	0,02	-	0	-	12,3952	4,77
9	9	10	0,02	-	0	-	14,3394	5,52
10	9	12	0,02	-	0	-	18,7551	7,21
11	10	11	0,01	-	0	-	7,5335	2,90
12	12	13	0,01	-	0	-	6,5074	2,50
13	12	15	0,02	-	0	-	12,2477	4,71
14	13	14	0	-	0	-	2,1700	0,83
15	15	16	0,01	-	0	-	5,4007	2,08
Total					0,02	-		

Tabla 57: simulación “Branch data” 14 julio 2020

7.2.2 Simulación para el día con menor demanda de verano (25 junio).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,05	0,00	0,00	-
2	1,048	0,962	-	-	0,00	-
3	1,046	0,944	-	-	0,00	-
4	1,045	0,926	-	-	0,00	-
5	1,044	0,911	-	-	0,00	-
6	1,044	0,907	-	-	0,00	-
7	1,044	0,925	-	-	0,01	-
8	1,046	0,995	-	-	0,01	-
9	1,048	0,923	-	-	0,00	-
10	1,047	0,909	-	-	0,00	-
11	1,047	0,902	-	-	0,00	-
12	1,047	0,888	-	-	0,00	-
13	1,047	0,881	-	-	0,00	-
14	1,046	0,879	-	-	0,00	-
15	1,046	0,852	-	-	0,00	-
16	1,046	0,846	-	-	0,00	-

Tabla 58: simulación “Bus data” 25 junio 2020

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	0,02	-	0	-	15,9525	6,14
2	1	8	0,01	-	0	-	9,3984	3,61
3	1	9	0,01	-	0	-	11,2240	4,32
4	2	3	0,02	-	0	-	15,1571	5,83
5	3	7	0,01	-	0	-	7,6592	2,95
6	3	4	0,01	-	0	-	7,4978	2,88
7	4	5	0,01	-	0	-	4,1497	1,60
8	5	6	0	-	0	-	3,3519	1,29
9	9	10	0	-	0	-	3,8987	1,50
10	9	12	0,01	-	0	-	5,0988	1,96
11	10	11	0	-	0	-	2,0690	0,80
12	12	13	0	-	0	-	1,7518	0,67
13	12	15	0	-	0	-	3,3471	1,29
14	13	14	0	-	0	-	0,5574	0,21
15	15	16	0	-	0	-	1,5143	0,58
Total			0		-			

Tabla 59: simulación “Branch data” 25 junio 2020

7.2.3 Simulación para el día con mayor demanda de invierno (2 febrero).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,18	0,00	0,00	-
2	1,041	0,853	-	-	0,00	-
3	1,036	0,782	-	-	0,00	-
4	1,032	0,711	-	-	0,02	-
5	1,028	0,653	-	-	0,00	-
6	1,027	0,637	-	-	0,02	-
7	1,028	0,707	-	-	0,04	-
8	1,035	0,979	-	-	0,05	-
9	1,042	0,701	-	-	0,01	-
10	1,040	0,646	-	-	0,01	-
11	1,039	0,617	-	-	0,01	-
12	1,039	0,564	-	-	0,00	-
13	1,037	0,536	-	-	0,01	-
14	1,036	0,527	-	-	0,00	-
15	1,034	0,421	-	-	0,01	-
16	1,033	0,399	-	-	0,01	-

Tabla 60: simulación “Bus data” 2 febrero 2020

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad	Porcentaje de utilización de la línea (%)
Asignación	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	(Amperios)	
1	1	2	0,08	-	0,01	-	62,4110	24,00
2	1	8	0,05	-	0,01	-	36,6168	14,08
3	1	9	0,06	-	0	-	43,7666	16,83
4	2	3	0,07	-	0	-	59,4483	22,86
5	3	7	0,04	-	0	-	30,0628	11,56
6	3	4	0,04	-	0	-	29,3855	11,30
7	4	5	0,02	-	0	-	16,2216	6,24
8	5	6	0,02	-	0	-	13,2230	5,09
9	9	10	0,02	-	0	-	15,2296	5,86
10	9	12	0,02	-	0	-	19,9810	7,69
11	10	11	0,01	-	0	-	8,0194	3,08
12	12	13	0,01	-	0	-	6,9145	2,66
13	12	15	0,02	-	0	-	13,0665	5,03
14	13	14	0	-	0	-	2,3326	0,90
15	15	16	0,01	-	0	-	5,8097	2,23
			Total		0,02	-		

Tabla 61: simulación “Branch data” 2 febrero 2020

7.2.4 Simulación para el día con menor demanda de invierno (26 nov).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,04	0,00	0,00	-
2	1,048	0,965	-	-	0,00	-
3	1,047	0,948	-	-	0,00	-
4	1,046	0,932	-	-	0,00	-
5	1,045	0,918	-	-	0,00	-
6	1,045	0,914	-	-	0,00	-
7	1,045	0,931	-	-	0,01	-
8	1,047	0,995	-	-	0,01	-
9	1,048	0,929	-	-	0,00	-
10	1,048	0,916	-	-	0,00	-
11	1,047	0,909	-	-	0,00	-
12	1,047	0,897	-	-	0,00	-
13	1,047	0,890	-	-	0,00	-
14	1,047	0,888	-	-	0,00	-
15	1,046	0,864	-	-	0,00	-
16	1,046	0,859	-	-	0,00	-

Tabla 62: simulación “Bus data” 26 noviembre 2020

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	0,02	-	0	-	14,7506	5,67
2	1	8	0,01	-	0	-	8,6792	3,34
3	1	9	0,01	-	0	-	10,3459	3,98
4	2	3	0,02	-	0	-	14,0348	5,40
5	3	7	0,01	-	0	-	7,0980	2,73
6	3	4	0,01	-	0	-	6,9369	2,67
7	4	5	0	-	0	-	3,8289	1,47
8	5	6	0	-	0	-	3,1111	1,20
9	9	10	0	-	0	-	3,5798	1,38
10	9	12	0,01	-	0	-	4,6990	1,81
11	10	11	0	-	0	-	1,9094	0,73
12	12	13	0	-	0	-	1,6718	0,64
13	12	15	0	-	0	-	3,0272	1,16
14	13	14	0	-	0	-	0,5573	0,21
15	15	16	0	-	0	-	1,3544	0,52
Total			0		-			

Tabla 63: simulación “Branch data” 26 noviembre 2020

7.3 Simulaciones en 2030 con GD.

7.3.1 Simulación para el día con mayor demanda de verano (14 julio).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,19	0,00	0,00	-
2	1,040	0,844	-	-	0,00	-
3	1,035	0,769	-	-	0,00	-
4	1,031	0,693	-	-	0,02	-
5	1,027	0,630	-	-	0,00	-
6	1,026	0,613	-	-	0,02	-
7	1,027	0,690	-	-	0,04	-
8	1,034	0,977	-	-	0,05	-
9	1,042	0,680	-	-	0,01	-
10	1,039	0,621	-	-	0,01	-
11	1,038	0,590	-	-	0,01	-
12	1,038	0,533	-	-	0,00	-
13	1,036	0,504	-	-	0,01	-
14	1,035	0,494	-	-	0,00	-
15	1,032	0,380	-	-	0,01	-
16	1,032	0,357	-	-	0,01	-

Tabla 64: simulación “Bus data” 14 julio 2030

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
Asignación								
1	1	2	0,08	-	0,01	-	66,2132	25,47
2	1	8	0,05	-	0,01	-	39,2313	15,09
3	1	9	0,06	-	0	-	46,8571	18,02
4	2	3	0,08	-	0	-	63,0085	24,23
5	3	7	0,04	-	0	-	31,5589	12,14
6	3	4	0,04	-	0	-	31,4496	12,10
7	4	5	0,02	-	0	-	17,3818	6,69
8	5	6	0,02	-	0	-	14,1356	5,44
9	9	10	0,02	-	0	-	16,2831	6,26
10	9	12	0,03	-	0	-	21,3734	8,22
11	10	11	0,01	-	0	-	8,5871	3,30
12	12	13	0,01	-	0	-	7,4038	2,85
13	12	15	0,02	-	0	-	13,9697	5,37
14	13	14	0	-	0	-	2,4958	0,96
15	15	16	0,01	-	0	-	6,2204	2,39
Total					0,02	-		

Tabla 65: simulación “Branch data” 14 julio 2030

7.3.2 Simulación para el día con menor demanda de verano (25 junio).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,05	0,00	0,00	-
2	1,047	0,957	-	-	0,00	-
3	1,046	0,936	-	-	0,00	-
4	1,045	0,916	-	-	0,00	-
5	1,044	0,899	-	-	0,00	-
6	1,043	0,894	-	-	0,00	-
7	1,044	0,915	-	-	0,01	-
8	1,046	0,994	-	-	0,01	-
9	1,048	0,911	-	-	0,00	-
10	1,047	0,895	-	-	0,00	-
11	1,047	0,886	-	-	0,00	-
12	1,047	0,871	-	-	0,00	-
13	1,046	0,863	-	-	0,00	-
14	1,046	0,860	-	-	0,00	-
15	1,045	0,829	-	-	0,00	-
16	1,045	0,823	-	-	0,00	-

Tabla 66: simulación “Bus data” 25 junio 2030

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	0,02	-	0	-	18,1989	7,00
2	1	8	0,01	-	0	-	10,8380	4,17
3	1	9	0,02	-	0	-	12,9814	4,99
4	2	3	0,02	-	0	-	17,3236	6,66
5	3	7	0,01	-	0	-	8,7828	3,38
6	3	4	0,01	-	0	-	8,5408	3,28
7	4	5	0,01	-	0	-	4,7120	1,81
8	5	6	0	-	0	-	3,8337	1,47
9	9	10	0,01	-	0	-	4,5371	1,75
10	9	12	0,01	-	0	-	5,8990	2,27
11	10	11	0	-	0	-	2,3883	0,92
12	12	13	0	-	0	-	2,0714	0,80
13	12	15	0	-	0	-	3,8276	1,47
14	13	14	0	-	0	-	0,7171	0,28
15	15	16	0	-	0	-	1,6748	0,64
			Total		0	-		

Tabla 67: simulación “Branch data” 25 junio 2030

7.3.3 Simulación para el día con mayor demanda de invierno (2 febrero).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,20	0,00	0,00	-
2	1,039	0,833	-	-	0,00	-
3	1,034	0,753	-	-	0,00	-
4	1,029	0,673	-	-	0,02	-
5	1,025	0,606	-	-	0,00	-
6	1,024	0,588	-	-	0,02	-
7	1,025	0,668	-	-	0,04	-
8	1,034	0,976	-	-	0,05	-
9	1,041	0,661	-	-	0,01	-
10	1,039	0,598	-	-	0,01	-
11	1,038	0,564	-	-	0,01	-
12	1,037	0,505	-	-	0,00	-
13	1,035	0,474	-	-	0,01	-
14	1,034	0,464	-	-	0,00	-
15	1,031	0,343	-	-	0,01	-
16	1,030	0,319	-	-	0,01	-

Tabla 68: simulación “Bus data” 2 febrero 2030

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	0,09	-	0,01	-	70,7762	27,22
2	1	8	0,05	-	0,01	-	41,6052	16,00
3	1	9	0,06	-	0,01	-	49,7078	19,12
4	2	3	0,08	-	0	-	67,4090	25,93
5	3	7	0,04	-	0	-	34,1298	13,13
6	3	4	0,04	-	0	-	33,2792	12,80
7	4	5	0,02	-	0	-	18,3844	7,07
8	5	6	0,02	-	0	-	14,9709	5,76
9	9	10	0,02	-	0	-	17,3374	6,67
10	9	12	0,03	-	0	-	22,6051	8,69
11	10	11	0,01	-	0	-	9,1552	3,52
12	12	13	0,01	-	0	-	7,8125	3,00
13	12	15	0,02	-	0	-	14,7925	5,69
14	13	14	0	-	0	-	2,5785	0,99
15	15	16	0,01	-	0	-	6,5505	2,52
Total			0,03		-			

Tabla 69: simulación “Branch data” 2 febrero 2030

7.3.4 Simulación para el día con menor demanda de invierno (26 nov).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,05	0,00	0,00	-
2	1,047	0,960	-	-	0,00	-
3	1,046	0,941	-	-	0,00	-
4	1,045	0,922	-	-	0,00	-
5	1,044	0,906	-	-	0,00	-
6	1,044	0,902	-	-	0,00	-
7	1,044	0,921	-	-	0,01	-
8	1,046	0,994	-	-	0,01	-
9	1,048	0,918	-	-	0,00	-
10	1,047	0,903	-	-	0,00	-
11	1,047	0,896	-	-	0,00	-
12	1,047	0,881	-	-	0,00	-
13	1,046	0,873	-	-	0,00	-
14	1,046	0,871	-	-	0,00	-
15	1,045	0,842	-	-	0,00	-
16	1,045	0,836	-	-	0,00	-

Tabla 70: simulación “Bus data” 26 noviembre 2030

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	0,02	-	0	-	16,9150	6,51
2	1	8	0,01	-	0	-	9,9580	3,83
3	1	9	0,02	-	0	-	11,9430	4,59
4	2	3	0,02	-	0	-	16,1195	6,20
5	3	7	0,01	-	0	-	8,1406	3,13
6	3	4	0,01	-	0	-	7,9789	3,07
7	4	5	0,01	-	0	-	4,3907	1,69
8	5	6	0	-	0	-	3,5925	1,38
9	9	10	0,01	-	0	-	4,1381	1,59
10	9	12	0,01	-	0	-	5,4986	2,11
11	10	11	0	-	0	-	2,1489	0,83
12	12	13	0	-	0	-	1,9115	0,74
13	12	15	0	-	0	-	3,5871	1,38
14	13	14	0	-	0	-	0,6372	0,25
15	15	16	0	-	0	-	1,5945	0,61
Total			0		-			

Tabla 71: simulación “Branch data” 26 noviembre 2030

7.4 Simulaciones en 2040 con GD.

7.4.1 Simulación para el día con mayor demanda de verano (14 julio).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,23	0,00	0,00	-
2	1,038	0,810	-	-	0,00	-
3	1,032	0,719	-	-	0,00	-
4	1,027	0,627	-	-	0,02	-
5	1,022	0,551	-	-	0,00	-
6	1,021	0,530	-	-	0,02	-
7	1,022	0,621	-	-	0,05	-
8	1,031	0,972	-	-	0,06	-
9	1,040	0,614	-	-	0,01	-
10	1,037	0,542	-	-	0,01	-
11	1,036	0,504	-	-	0,01	-
12	1,035	0,436	-	-	0,00	-
13	1,033	0,401	-	-	0,01	-
14	1,032	0,389	-	-	0,00	-
15	1,029	0,251	-	-	0,01	-
16	1,028	0,224	-	-	0,01	-

Tabla 72: simulación "Bus data" 14 julio 2040

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad	Porcentaje de utilización de la línea (%)
Asignación	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	(Amperios)	
1	1	2	0,10	-	0,01	-	80,6912	31,04
2	1	8	0,06	-	0,01	-	47,3536	18,21
3	1	9	0,07	-	0,01	-	56,5709	21,76
4	2	3	0,10	-	0,01	-	76,8375	29,55
5	3	7	0,05	-	0	-	38,8917	14,96
6	3	4	0,05	-	0	-	37,9458	14,59
7	4	5	0,03	-	0	-	20,9797	8,07
8	5	6	0,02	-	0	-	17,0653	6,56
9	9	10	0,02	-	0	-	19,6959	7,58
10	9	12	0,03	-	0	-	25,8158	9,93
11	10	11	0,01	-	0	-	10,3768	3,99
12	12	13	0,01	-	0	-	8,9589	3,45
13	12	15	0,02	-	0	-	16,8570	6,48
14	13	14	0	-	0	-	2,9879	1,15
15	15	16	0,01	-	0	-	7,4599	2,87
			Total		0,04	-		

Tabla 73: simulación "Branch data" 14 julio 2040

7.4.2 Simulación para el día con menor demanda de verano (25 junio).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,06	0,00	0,00	-
2	1,047	0,949	-	-	0,00	-
3	1,045	0,924	-	-	0,00	-
4	1,044	0,900	-	-	0,01	-
5	1,042	0,880	-	-	0,00	-
6	1,042	0,874	-	-	0,01	-
7	1,042	0,898	-	-	0,01	-
8	1,045	0,993	-	-	0,02	-
9	1,047	0,895	-	-	0,00	-
10	1,047	0,876	-	-	0,00	-
11	1,046	0,866	-	-	0,00	-
12	1,046	0,848	-	-	0,00	-
13	1,045	0,838	-	-	0,00	-
14	1,045	0,835	-	-	0,00	-
15	1,044	0,798	-	-	0,00	-
16	1,044	0,791	-	-	0,00	-

Tabla 74: simulación “Bus data” 25 junio 2040

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	0,03	-	0	-	21,6548	8,33
2	1	8	0,02	-	0	-	12,7598	4,91
3	1	9	0,02	-	0	-	15,3004	5,88
4	2	3	0,03	-	0	-	20,6198	7,93
5	3	7	0,01	-	0	-	10,4716	4,03
6	3	4	0,01	-	0	-	10,1482	3,90
7	4	5	0,01	-	0	-	5,5972	2,15
8	5	6	0,01	-	0	-	4,5580	1,75
9	9	10	0,01	-	0	-	5,3358	2,05
10	9	12	0,01	-	0	-	6,9408	2,67
11	10	11	0	-	0	-	2,7878	1,07
12	12	13	0	-	0	-	2,3917	0,92
13	12	15	0,01	-	0	-	4,5492	1,75
14	13	14	0	-	0	-	0,7973	0,31
15	15	16	0	-	0	-	1,9955	0,77
Total			0		-			

Tabla 75: simulación “Branch data” 25 junio 2040

7.4.3 Simulación para el día con mayor demanda de invierno (2 febrero).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,25	0,00	0,00	-
2	1,037	0,799	-	-	0,01	-
3	1,031	0,701	-	-	0,00	-
4	1,025	0,604	-	-	0,02	-
5	1,020	0,522	-	-	0,01	-
6	1,019	0,500	-	-	0,02	-
7	1,020	0,597	-	-	0,05	-
8	1,030	0,971	-	-	0,06	-
9	1,039	0,592	-	-	0,01	-
10	1,037	0,516	-	-	0,01	-
11	1,035	0,476	-	-	0,01	-
12	1,034	0,404	-	-	0,00	-
13	1,032	0,366	-	-	0,01	-
14	1,031	0,354	-	-	0,00	-
15	1,027	0,207	-	-	0,01	-
16	1,026	0,178	-	-	0,01	-

Tabla 76: simulación “Bus data” 2 febrero 2040

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad	Porcentaje de utilización de la línea (%)
Asignación	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	(Amperios)	
1	1	2	0,11	-	0,01	-	85,7991	33,00
2	1	8	0,06	-	0,01	-	50,2376	19,32
3	1	9	0,08	-	0,01	-	59,8481	23,02
4	2	3	0,10	-	0,01	-	81,7015	31,42
5	3	7	0,05	-	0,01	-	41,3275	15,90
6	3	4	0,05	-	0	-	40,3740	15,53
7	4	5	0,03	-	0	-	22,3264	8,59
8	5	6	0,02	-	0	-	18,1601	6,98
9	9	10	0,03	-	0	-	20,8371	8,01
10	9	12	0,03	-	0	-	27,3040	10,50
11	10	11	0,01	-	0	-	11,0291	4,24
12	12	13	0,01	-	0	-	9,4524	3,64
13	12	15	0,02	-	0	-	17,8516	6,87
14	13	14	0	-	0	-	3,1526	1,21
15	15	16	0,01	-	0	-	7,9565	3,06
Total			0,05		-			

Tabla 77: simulación “Branch data” 2 febrero 2040

7.4.4 Simulación para el día con menor demanda de invierno (26 nov).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,06	0,00	0,00	-
2	1,047	0,953	-	-	0,00	-
3	1,046	0,930	-	-	0,00	-
4	1,044	0,908	-	-	0,01	-
5	1,043	0,889	-	-	0,00	-
6	1,043	0,884	-	-	0,01	-
7	1,043	0,906	-	-	0,01	-
8	1,045	0,993	-	-	0,01	-
9	1,047	0,904	-	-	0,00	-
10	1,047	0,886	-	-	0,00	-
11	1,047	0,877	-	-	0,00	-
12	1,046	0,860	-	-	0,00	-
13	1,046	0,852	-	-	0,00	-
14	1,046	0,849	-	-	0,00	-
15	1,045	0,815	-	-	0,00	-
16	1,045	0,809	-	-	0,00	-

Tabla 78: simulación “Bus data” 26 noviembre 2040

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad	Porcentaje de utilización de la línea (%)
Asignación	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	(Amperios)	
1	1	2	0,03	-	0	-	19,9660	7,68
2	1	8	0,01	-	0	-	11,7185	4,51
3	1	9	0,02	-	0	-	14,0206	5,39
4	2	3	0,02	-	0	-	19,0109	7,31
5	3	7	0,01	-	0	-	9,5868	3,69
6	3	4	0,01	-	0	-	9,4242	3,62
7	4	5	0,01	-	0	-	5,1944	2,00
8	5	6	0,01	-	0	-	4,2357	1,63
9	9	10	0,01	-	0	-	4,8566	1,87
10	9	12	0,01	-	0	-	6,3796	2,45
11	10	11	0	-	0	-	2,5481	0,98
12	12	13	0	-	0	-	2,2314	0,86
13	12	15	0,01	-	0	-	4,1482	1,60
14	13	14	0	-	0	-	0,7173	0,28
15	15	16	0	-	0	-	1,8350	0,71
			Total		0	-		

Tabla 79: simulación “Branch data” 26 noviembre 2040

7.5 Simulaciones en 2050 con GD.

7.5.1 Simulación para el día con mayor demanda de verano (14 julio).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,27	0,00	0,00	-
2	1,036	0,748	-	-	0,01	-
3	1,030	0,679	-	-	0,00	-
4	1,023	0,574	-	-	0,02	-
5	1,018	0,487	-	-	0,01	-
6	1,016	0,463	-	-	0,02	-
7	1,018	0,567	-	-	0,05	-
8	1,029	0,969	-	-	0,07	-
9	1,038	0,561	-	-	0,02	-
10	1,036	0,480	-	-	0,01	-
11	1,034	0,436	-	-	0,01	-
12	1,033	0,359	-	-	0,00	-
13	1,030	0,318	-	-	0,01	-
14	1,029	0,305	-	-	0,00	-
15	1,026	0,148	-	-	0,01	-
16	1,025	0,116	-	-	0,01	-

Tabla 80: simulación “Bus data” 14 julio 2050

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad	Porcentaje de utilización de la línea (%)
Asignación	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	(Amperios)	
1	1	2	0,12	-	0,02	-	92,1051	35,43
2	1	8	0,07	-	0,01	-	54,0378	20,78
3	1	9	0,08	-	0,01	-	64,3635	24,76
4	2	3	0,11	-	0,01	-	87,7626	33,75
5	3	7	0,05	-	0,01	-	44,4457	17,09
6	3	4	0,05	-	0	-	43,3168	16,66
7	4	5	0,03	-	0	-	23,9338	9,21
8	5	6	0,02	-	0	-	19,5129	7,50
9	9	10	0,03	-	0	-	22,3889	8,61
10	9	12	0,04	-	0	-	29,3758	11,30
11	10	11	0,01	-	0	-	11,8470	4,56
12	12	13	0,01	-	0	-	10,1935	3,92
13	12	15	0,02	-	0	-	19,1824	7,38
14	13	14	0	-	0	-	3,3999	1,31
15	15	16	0,01	-	0	-	8,5396	3,28
Total			0,06		-			

Tabla 81: simulación “Branch data” 14 julio 2050

7.5.2 Simulación para el día con menor demanda de verano (25 junio).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,07	0,00	0,00	-
2	1,047	0,946	-	-	0,00	-
3	1,045	0,921	-	-	0,00	-
4	1,043	0,895	-	-	0,01	-
5	1,042	0,874	-	-	0,00	-
6	1,042	0,868	-	-	0,01	-
7	1,042	0,894	-	-	0,01	-
8	1,045	0,992	-	-	0,02	-
9	1,047	0,891	-	-	0,00	-
10	1,046	0,871	-	-	0,00	-
11	1,046	0,861	-	-	0,00	-
12	1,046	0,842	-	-	0,00	-
13	1,045	0,832	-	-	0,00	-
14	1,045	0,829	-	-	0,00	-
15	1,044	0,791	-	-	0,00	-
16	1,044	0,783	-	-	0,00	-

Tabla 82: simulación “Bus data” 25 junio 2050

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad	Porcentaje de utilización de la línea (%)
Asignación	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	(Amperios)	
1	1	2	0,03	-	0	-	22,7008	8,73
2	1	8	0,02	-	0	-	13,3209	5,12
3	1	9	0,02	-	0	-	15,8607	6,10
4	2	3	0,03	-	0	-	21,5861	8,30
5	3	7	0,01	-	0	-	10,8748	4,18
6	3	4	0,01	-	0	-	10,7113	4,12
7	4	5	0,01	-	0	-	5,9193	2,28
8	5	6	0,01	-	0	-	4,7997	1,85
9	9	10	0,01	-	0	-	5,5755	2,14
10	9	12	0,01	-	0	-	7,1815	2,76
11	10	11	0	-	0	-	2,9476	1,13
12	12	13	0	-	0	-	2,4718	0,95
13	12	15	0,01	-	0	-	4,7097	1,81
14	13	14	0	-	0	-	0,7975	0,31
15	15	16	0	-	0	-	2,0758	0,80
			Total		0	-		

Tabla 83: simulación “Branch data” 25 junio 2050

7.5.3 Simulación para el día con mayor demanda de invierno (2 febrero).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,28	0,00	0,00	-
2	1,035	0,770	-	-	0,01	-
3	1,028	0,658	-	-	0,00	-
4	1,021	0,547	-	-	0,03	-
5	1,016	0,453	-	-	0,01	-
6	1,014	0,427	-	-	0,03	-
7	1,016	0,539	-	-	0,06	-
8	1,027	0,967	-	-	0,07	-
9	1,038	0,533	-	-	0,02	-
10	1,035	0,446	-	-	0,01	-
11	1,033	0,400	-	-	0,02	-
12	1,032	0,317	-	-	0,00	-
13	1,029	0,274	-	-	0,01	-
14	1,028	0,259	-	-	0,00	-
15	1,024	0,092	-	-	0,01	-
16	1,023	0,058	-	-	0,01	-

Tabla 84: simulación “Bus data” 2 febrero 2050

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	0,12	-	0,02	-	98,1810	37,76
2	1	8	0,07	-	0,02	-	57,4346	22,09
3	1	9	0,09	-	0,01	-	68,5607	26,37
4	2	3	0,12	-	0,01	-	93,5126	35,97
5	3	7	0,06	-	0,01	-	47,3259	18,20
6	3	4	0,06	-	0	-	46,1868	17,76
7	4	5	0,03	-	0	-	25,5465	9,83
8	5	6	0,03	-	0	-	20,7881	8,00
9	9	10	0,03	-	0	-	23,8615	9,18
10	9	12	0,04	-	0	-	31,2882	12,03
11	10	11	0,02	-	0	-	12,5850	4,84
12	12	13	0,01	-	0	-	10,8544	4,17
13	12	15	0,03	-	0	-	20,4338	7,86
14	13	14	0	-	0	-	3,6475	1,40
15	15	16	0,01	-	0	-	9,0422	3,48
Total			0,07		-			

Tabla 85: simulación “Branch data” 2 febrero 2050

7.5.4 Simulación para el día con menor demanda de invierno (26 nov).

Tensiones			Potencia generada		Potencia consumida	
Nudo	Módulo (pu)	Argumento (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,050	1,000	0,06	0,00	0,00	-
2	1,047	0,952	-	-	0,00	-
3	1,045	0,928	-	-	0,00	-
4	1,044	0,905	-	-	0,01	-
5	1,043	0,887	-	-	0,00	-
6	1,043	0,881	-	-	0,01	-
7	1,043	0,904	-	-	0,01	-
8	1,045	0,993	-	-	0,02	-
9	1,047	0,901	-	-	0,00	-
10	1,047	0,883	-	-	0,00	-
11	1,046	0,873	-	-	0,00	-
12	1,046	0,855	-	-	0,00	-
13	1,046	0,846	-	-	0,00	-
14	1,045	0,843	-	-	0,00	-
15	1,045	0,809	-	-	0,00	-
16	1,044	0,802	-	-	0,00	-

Tabla 86: simulación “Bus data” 26 noviembre 2050

Línea	Nudos		Potencia inyectada		Pérdidas		Intensidad (Amperios)	Porcentaje de utilización de la línea (%)
	From	To	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	1	2	0,03	-	0	-	20,4485	7,86
2	1	8	0,02	-	0	-	12,1189	4,66
3	1	9	0,02	-	0	-	14,5005	5,58
4	2	3	0,02	-	0	-	19,4934	7,50
5	3	7	0,01	-	0	-	9,9082	3,81
6	3	4	0,01	-	0	-	9,5852	3,69
7	4	5	0,01	-	0	-	5,2752	2,03
8	5	6	0,01	-	0	-	4,3163	1,66
9	9	10	0,01	-	0	-	5,0163	1,93
10	9	12	0,01	-	0	-	6,6200	2,55
11	10	11	0	-	0	-	2,6280	1,01
12	12	13	0	-	0	-	2,3115	0,89
13	12	15	0,01	-	0	-	4,3085	1,66
14	13	14	0	-	0	-	0,7972	0,31
15	15	16	0	-	0	-	1,9151	0,74
			Total		0	-		

Tabla 87: simulación “Branch data” 26 noviembre 2050

8. Conclusiones.

Como se comentó al principio del *capítulo 6*, debido al alto índice de carga de algunas líneas al comienzo de las simulaciones, se tuvo que modificar la sección de 50 mm^2 a 120 mm^2 .

Aunque bien es cierto que al variar la sección de un conductor, también varía su impedancia (a más sección menor impedancia), para hacer las simulaciones hemos utilizado la impedancia de cada conductor tal y como viene en la *imagen 26* y la *tabla 8*. No obstante, hemos tomado la misma capacidad máxima admisible para todos los conductores, con el fin de facilitar y homogeneizar los cálculos, siendo esta de 260 Amperios.

A continuación, se muestra en la *tabla 88* una comparativa de las secciones utilizadas por la red de DISCERN y por la elaborada en este proyecto.

Línea	Nudos		Sección (mm2)	
	From	To	DISCERN	PROPIO
1	1	2	120	120
2	1	8	150	120
3	1	9	50	120
4	2	3	120	120
5	3	7	70	120
6	3	4	120	120
7	4	5	120	120
8	5	6	120	120
9	9	10	35	120
10	9	12	50	120
11	10	11	35	120
12	12	13	16	120
13	12	15	35	120
14	13	14	16	120
15	15	16	35	120

Tabla 88: comparación entre la red de DISCERN y la elaborada en este proyecto.
[Elaboración propia; 2017]

Recordemos que la red utilizada en este TFG no tiene el mismo fin que la que se utiliza en el proyecto DISCERN. La red del proyecto europeo tiene como objetivo buscar soluciones rentables que incrementen la “inteligencia” en las redes de media y baja tensión de Europa, sin tener en cuenta la evolución del VE en los futuros años. Sin embargo, nuestro objetivo es analizar si las redes eléctricas de distribución están preparadas para acoger las expectativas de crecimiento de los VEs y de la Generación Distribuida.

Es por este motivo por el cual se han variado algunas secciones.

Dicho esto, vamos a comenzar a analizar nuestros resultados. Primero estudiaremos la tensión y las intensidades que circulan por las líneas correspondientes al estudio sin GD y después, estudiaremos lo que ocurre cuando se introduce la GD:

8.1 Conclusiones para la red sin GD.

- **Tensión:** en las simulaciones se ha prefijado el valor de “1.05 pu” y ángulo “1 deg” en el nudo 1. La razón de haber seleccionado dichos valores y no otros, viene de que siempre se pretende que la tensión quede entre unos márgenes de seguridad (entre 1.06 pu y 0.95 pu normalmente) con el fin de garantizar la continuidad y calidad de suministro.

Al fijar el valor “1.06 pu” en el nudo 1, nos aseguramos de que la tensión en el lado más alejado del generador, en este caso los nudos 6, 8 y 16, esté más próxima a “1 pu” (debido a las pérdidas que se producen en la red).

Analizando todos los casos desde la actualidad hasta 2050, vemos que la tensión se mantiene siempre dentro de los márgenes de seguridad. Por ejemplo, si observamos el caso más desfavorable, es decir, el caso en el que se tiene la mayor demanda eléctrica (el 2 de febrero teniendo en cuenta la demanda que habrá en 2050), la tensión no baja de “0.989 pu” en el nudo 6 que es el más crítico.

Esto quiere decir que nuestra red no debería tener problemas de tensiones en sus nudos.

- **Intensidades:** controlar los niveles de intensidad es una parte fundamental de este estudio, ya que una red mal dimensionada puede provocar, en el mejor de los casos, que las protecciones de sobreintensidad disparen continuamente y, en el peor de los casos, que se sobrepase el límite térmico del conductor produciendo graves daños en la línea y posibles incendios. Además, si los niveles de intensidad no están controlados, se pueden producir daños irreparables en equipos más costosos y más peligrosos como son por ejemplo los transformadores.

Al observar nuestras simulaciones vemos que las líneas con más carga de nuestra red son las que alimentan la zona residencial (líneas 1 y 4), seguidas de las líneas 2 y 3. Hasta el 2030, ninguna línea tiene más del 40% de carga, no obstante, a medida que nos alejamos en la escala de tiempo y vamos aumentando la potencia demandada, vemos que las líneas 1 y 4 adquieren un mayor nivel de carga, superando el 40% en 2030, el 50% en 2040 y el 60% en 2050, en los días en los que la demanda de electricidad es máxima (2 de febrero en las simulaciones).

Todo esto quiere decir que las líneas aguantarían sin problema la intensidad que circula por ellas desde la actualidad hasta el 2050. Sin

embargo, a fin de evitar posibles fallos, convendría en un futuro renovar las líneas 1, 2, 3 y 4 aumentando la sección de los conductores o aumentando el número de conductores por fase.

8.2 Conclusiones para la red con GD.

- **Tensión:** como cabía esperar, al introducir generación distribuida la tensión en todos los nudos aumenta con respecto a las simulaciones realizadas sin GD. No obstante, este aumento de tensión mantiene unos valores dentro de los límites de seguridad antes mencionados (0.95 y 1.06 pu). Podemos ver que el nudo 6 es el que menor tensión tiene de todas las simulaciones y que en cada década que se analiza, dicha tensión va cayendo hasta llegar a 1.14 pu el 2 de febrero de 2050. Por lo tanto, se pueden cambiar las tomas del transformador para dar menos tensión al nudo principal, ya que existe menos riesgo de que la tensión caiga por debajo 0.95 pu gracias al aporte de la GD.
- **Intensidades:** al analizar las simulaciones, vemos que las líneas 1 y 4 siguen siendo las más sobrecargadas. No obstante, si comparamos el grado de saturación con respecto a las simulaciones sin GD vemos que en estos ensayos las líneas están mucho más descargadas. Teniendo en cuenta el escenario que provoca una mayor carga en nuestra red (la demanda del 2 de febrero en el año 2050) observamos que para el escenario sin GD, el porcentaje de utilización de la línea 1 es del 64.37% frente 33.77% del porcentaje con GD (siendo el máximo de todas las simulaciones con GD).

Con este análisis podemos afirmar que la red utilizada aguantará perfectamente la demanda eléctrica en los próximos años hasta 2050. Además, teniendo en cuenta el aporte de la generación distribuida, las líneas están más descargadas, se tienen menos pérdidas e incluso se podría realizar un estudio de rentabilidad para reducir la sección de los conductores.

Tras haber realizado este proyecto, se observa que la red seleccionada está preparada para soportar los aumentos de demanda y generación eléctrica desde la actualidad hasta el año 2050, producidos por la generación distribuida y el vehículo eléctrico.

También se puede apreciar como el VE ayudará a descarbonizar el país, mejorando la salud de los ciudadanos y reduciendo la contaminación acústica y atmosférica de las ciudades. Además, abrirá un potente mercado relacionado con el sector eléctrico (fabricación, formación, mantenimientos, reparaciones... de VEs, nuevos sistemas de

almacenamiento de energía, Smart grids, etc...) y ayudará a aplanar la curva de la demanda reduciendo los picos de potencia y reduciendo la utilización de fuentes de energía más contaminantes y con un precio eléctrico superior.

Por último, el vehículo eléctrico y la generación distribuida supondrán un beneficio económico a nuestro país, debido a la reducción o eliminación de las sanciones impuestas por la Unión Europea con respecto a las emisiones de los turismos y vehículos comerciales ligeros, reguladas en el **reglamento UE 459/2012** de la comisión europea del 29 de mayo.

9. Presupuesto.

Para finalizar este proyecto, realizaremos el presupuesto, teniendo en cuenta las horas de trabajo, el coste por hora correspondiente a un ingeniero junior, los equipos y software utilizados y el transporte.

Primero calcularemos el coste de ingeniería teniendo en cuenta que el salario bruto de un ingeniero junior (menos de 5 años de experiencia) es de 27.000 € al año [52], que los costes sociales son un 25% del salario bruto y que aproximadamente se trabaja 1750 horas al año. Con estos datos obtenemos el subtotal 1:

Costes de ingeniería							
Empleo	Nº de personas	Salario Bruto (€/año)	Costes sociales (€/año) *	Horas de trabajo al año	Coste horario (€/hora)	Horas trabajadas	Subtotal 1
Ingeniero Junior	1	27.000,00 €	6.750,00 €	1750 horas	19,29 €	220	4.242,86 €
* los costes sociales son el 25% del salario bruto							

Equipo informático y software	
Licencia de Matlab	2.000,00 €
Licencia Microsoft	100,00 €
Alquiler de equipo informático	180,00 €
Conexión a internet	120,00 €
Subtotal 2	2.180,00 €

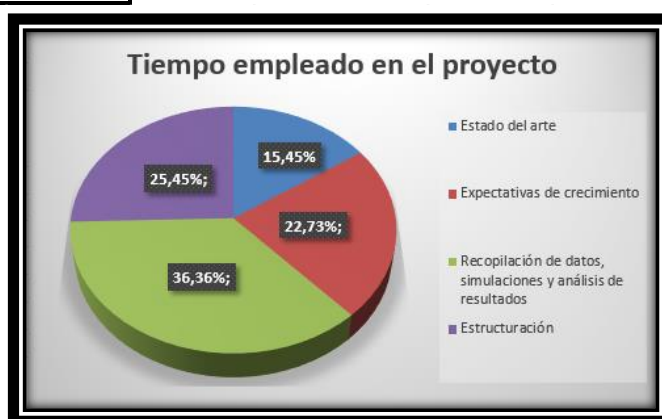


Imagen 28: tiempo empleado en el proyecto.
[Elaboración propia; 2017]

Otros costes	
Transporte	100,00 €
Bibliografía	150,00 €
Subtotal 3	250,00 €

Resumen	
Concepto	Coste
Subtotal 1	4.242,86 €
Subtotal 2	2.180,00 €
Subtotal 3	250,00 €
Total sin IVA	6.672,86 €
IVA (21%)	1401,3
Total con IVA	8.074,16 €

Tabla 89: Presupuesto.
[Elaboración propia; 2017]

Referencias

- [1] Endesa, «Modos de recarga (2017),» Última actualización 2013. [En línea]. Available: <https://www.endesavehiculoelectrico.com/vehiculo-electrico/recarga/modos-de-recarga>.
- [2] FAEN, «Tipos de recarga (2017),» Última actualización en 2017. [En línea]. Available: http://www.faen.es/batterie/Recarga_vehiculo_electrico.pdf.
- [3] R. Álvarez, «Cambio rápido de baterías (2017),» Última actualización septiembre 2017. [En línea]. Available: <https://www.xataka.com/automovil/cambiar-la-bateria-de-un-tesla-en-menos-de-15-minutos-es-el-proximo-objetivo-de-la-compania-segun-esta-patente>.
- [4] Electromaps, «Mapa de España de puntos de recarga (2017),» Última actualización 2017. [En línea]. Available: <https://www.electromaps.com/puntos-de-recarga/mapa>.
- [5] Chargemap, «Mapa de España de puntos eléctricos (2017),» Última actualización 2017. [En línea]. Available: <http://chargemap.com>.
- [6] Hermógenes Gil (híbridos y eléctricos), «Radiografía del mercado español de los vehículos alternativos. (2017),» Última actualización abril 2016. [En línea]. Available: <http://www.hibridosyelectricos.com/articulo/sector/radiografia-mercado-espanol-vehiculos-alternativos/20160420102438011773.html>.
- [7] A. Naranjo Redondo, «Tesis doctoral: difusión del VE en España y recomendaciones estratégicas (2017),» Última actualización 2016. [En línea].
- [8] J. A. Roca, «Las ventas de coches eléctricos alcanzan las 320.000 unidades en 2014. (2017),» Última actualización abril 2015. [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/las-ventas-de-coches-electricos-alcanzan-las-320-000-unidades-en-2014/>.
- [9] La expansión, «La realidad del coche eléctrico en España. (2017),» Última actualización agosto 2015. [En línea]. Available: <http://www.expansion.com/empresas/motor/2015/08/21/55d77af0ca4741c9088b459c.html>.

- [10] REE, «Red Eléctrica empieza a publicar los nuevos precios horarios de la electricidad. (2017),» Última actualización marzo 2017. [En línea]. Available: <http://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/2014/03/red-electrica-empieza-publicar-los-nuevos-precios-horarios-de-la-electricidad>.
- [11] Endesa, «Precio de la luz (2017),» Última actualización agosto 2017. [En línea]. Available: <https://www.endesaclientes.com/precio-luz-pvpc.html>.
- [12] Noticias el Tiempo, «Las 10 ciudades con más contaminación del mundo. (2017),» Última actualización noviembre 2015. [En línea]. Available: <https://noticias.eltiempo.es/las-10-ciudades-con-mas-contaminacion-del-mundo/>.
- [13] Javier Barbancho (El Mundo), «La OMS avisa de que el 92% de la población mundial vive en lugares con alta contaminación. (2017),» Última actualización septiembre 2016. [En línea]. Available: <http://www.elmundo.es/salud/2016/09/27/57ea3b77468aeb2d0f8b4597.html>.
- [14] Energía estratégica, «Los rankings mundiales de países líderes en energías eólica y solar. (2017),» Última actualización diciembre 2016. [En línea]. Available: <https://www.energiaestrategica.com/dinamarca-liechtenstein-lideran-los-rankings-mundiales-eolico-solar/>.
- [15] Datos macro, «Demografía española. (2017),» Última actualización 2016. [En línea]. Available: <http://www.datosmacro.com/demografia/poblacion/espana>.
- [16] Movilidad eléctrica, «España triplicará el número de vehículos eléctricos en 2017. (2017),» Última actualización abril 2015. [En línea]. Available: <http://movilidadelectrica.com/ventas-ve-2017/>.
- [17] ABC, «Casi la mitad de vehículos eléctricos matriculados en 2016 se vendieron en Madrid. (2017),» Última actualización enero 2017. [En línea]. Available: http://www.abc.es/motor/economia/abci-matriculacion-vehiculos-electricos-disparo-pasado-hasta-515-por-ciento-201701091935_noticia.html.
- [18] La expansión, «Los vehículos 100% eléctricos suben un 46% hasta 2.838 unidades pero sólo suponen el 0,24% del total. (2017),» Última actualización enero 2017. [En línea]. Available: <http://www.expansion.com/empresas/motor/2017/01/04/586cd30bca4741f8728b458f.html>.
- [19] Agencia EFE, «El parque de vehículos eléctricos en España se triplicará en 2017. (2017),» Última actualización abril 2015. [En línea]. Available: <http://www.finanzas.com/noticias/empresas/20150421/parque-vehiculos-electricos-espana-2921275.html>.
- [20] Movilidad eléctrica, «Datos de ventas de coches eléctricos en Europa en 2016. (2017),»

Última actualización febrero 2017. [En línea]. Available:
<http://movilidadelectrica.com/datos-de-ventas-de-coches-electricos-en-europa-en-2016>.

- [21] E. Álvarez Pelegry y U. Castro Legarza, «Generación distribuida y autoconsumo (2017),» Instituto Vasco de Competitividad, Última actualización octubre 2014.
- [22] Energy Management Agency, «Guía básica de la generación distribuida. (2017),» Última actualización abril 2007.
- [23] D. Trebolle Trebolle, «La generación distribuida en España. (2017),» Última actualización 2006.
- [24] Diario oficial de la unión europea, «DIRECTIVA 2012/27/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO. (2017),» Publicado el 14 de noviembre de 2012. [En línea].
- [25] Movilidad eléctrica, «12,7 millones de puntos de recarga en 2020. (2017),» Última actualización junio 2015. [En línea]. Available: <http://movilidadelectrica.com/estudio-ihs/>.
- [26] EFEVerde, «China creará puntos de recarga para 5 millones de autos eléctricos hasta 2020. (2017),» Última actualización octubre 2015. [En línea]. Available: <http://www.efeverde.com/noticias/china-creara-puntos-de-recarga-para-5-millones-de-autos-electricos-hasta-2020/>.
- [27] Manuel Planelles (El País), «España necesita 300.000 coches eléctricos en 2020 para luchar contra el cambio climático. (2017),» Última actualización marzo 2017. [En línea]. Available: https://economia.elpais.com/economia/2017/03/06/actualidad/1488819244_884874.html.
- [28] Movilidad eléctrica, «Ya circulan 500.000 vehículos eléctricos en Estados Unidos. (2017),» Última actualización octubre 2016. [En línea]. Available: <http://movilidadelectrica.com/vehiculos-electricos-en-estados-unidos/>.
- [29] H. SANDERSON, T. HANCOCK y L. LEWIS (La expansión), «China apuesta por las baterías para vehículos eléctricos. (2017),» Última actualización marzo 2017. [En línea]. Available: <http://www.expansion.com/empresas/motor/2017/03/11/58c3eb05e5fdeaa0478b45de.html>.
- [30] AEDIVE, «2020, horizonte de despegue del vehículo eléctrico. (2017),» Última actualización julio 2015. [En línea]. Available: <http://aedive.es/estrategias/>.
- [31] Repsol, «El futuro del coche eléctrico. (2017),» Última actualización octubre 2011. [En línea]. Available: <https://www.repsol.energy/es/sala-prensa/repsol-news/lleeno-coche-electrico/index.cshhtml>.

- [32] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, «Planificación energética plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020. (2017),» Noviembre 2014.
- [33] A. Barredo (Energías Renovables), «España produce ya más electricidad renovable que la que se propone como objetivo para el año 2020. (2017),» Última actualización mayo 2011. [En línea]. Available: <http://www.energias-renovables.com/panorama/espana-produce-ya-mas-electricidad-renovable>.
- [34] Autobild, «Alemania, 2030: todos los coches serán eléctricos. (2017),» Última actualización junio 2014. [En línea]. Available: <http://www.autobild.es/contenido-patrocinado/alemania-2030-todos-los-coches-seran-electricos-293103>.
- [35] DELOITTE, «¿Cuántos coches eléctricos necesita España? (2017),» Última actualización 2017. [En línea]. Available: <https://www2.deloitte.com/es/es/pages/strategy/articles/Cuantos-coches-electricos-necesita-Espana.html>.
- [36] M. eléctrica, «500 millones de vehículos eléctricos en 2030. (2017),» Última actualización noviembre 2016. [En línea]. Available: <http://movilidadelectrica.com/500-millones-de-vehiculos-electricos/>.
- [37] Hermógenes Gil (Híbridos y eléctricos), «El transporte en España no reduce emisiones. (2017),» Última actualización marzo 2017. [En línea]. Available: <http://www.hibridosyelectricos.com/articulo/sector/espana-deberia-tener-6-millones-vehiculos-electricos-2030/20170316182623013917.html>.
- [38] DGT, «Parque de vehículos 2016. (2017),» Última actualización 2017. [En línea]. Available: <http://www.dgt.es/es/seguridad-vial/estadisticas-e-indicadores/parque-vehiculos/tablas-estadisticas/2016/>.
- [39] Futured, «Documento de visión estratégica 2030. (2017),» Última actualización 2016. [En línea]. Available: <http://www.futured.es/wp-content/uploads/2016/02/Documento-de-Vision-Estrategica-2030.pdf>.
- [40] AEGFA, «¿Por qué en 2050 todo el parque móvil mundial debería ser eléctrico? (2017),» Última actualización noviembre 2016. [En línea]. Available: <http://aegfanews.com/aegfa/19-destacados/231-por-que-en-2050-todo-el-parque-movil-mundial-deberia-ser-electrico>.
- [41] Emilio de las Heras (La expansión), «ELECTRICIDAD 2040: + RENOVABLE Y + DISTRIBUIDA (2017),» Última actualización junio 2017. [En línea]. Available: <http://www.expansion.com/blogs/cambioclimatico/2017/06/28/electricidad-2040-renovable-y.html>.
- [42] G. Garteiz (La Celosía), «El final de los coches nuevos de gasolina y diésel se quiere adelantar a 2030 en la Unión Europea. (2017),» La Celosía, Última actualización octubre

2016. [En línea]. Available: <http://www.lacelasia.com/el-final-de-los-coches-nuevos-de-gasolina-y-diesel-se-quiere-adelantar-2030-en-la-union-europea/>.

- [43] El economista, «El coche eléctrico y otras recomendaciones para un modelo de transporte descarbonizado. (2017),» Última actualización marzo 2017. [En línea]. Available: <http://www.eleconomista.es/transportes/noticias/8203518/03/17/El-coche-electrico-y-otras-recomendaciones-para-un-modelo-de-transporte-descarbonizado.html>.
- [44] Eco inteligencia, «Modelo energético para la España de 2050. (2017),» Última actualización junio 2016. [En línea]. Available: <https://www.ecointeligencia.com/2016/06/modelo-energetico-espana-2050/>.
- [45] D. Carralero, A. González y J. L. Velasco (El observatorio crítico de la energía), «Hacia un sistema eléctrico 100% renovable. El ejemplo de Francia y su extrapolación a España. (2017),» [En línea]. Available: http://www.observatoriocriticodelaenergia.org/files_download/Hacia_un_sistema_electrico_100R.pdf.
- [46] Agencia andaluza de la Energía, «Estrategia energética de andalucía 2014-2020. (2017),» Última actualización julio 2014. [En línea]. Available: <http://www.prodetur.es/prodetur/AlfrescoFileTransferServlet?action=download&ref=ec56a8e0-d78a-41f6-8528-63991a6145cc>.
- [47] CIRCE, «DISCERN vol 6.1: Distributed Intelligence for Cost-Effective and Reliable. (2017),» publicado 5 junio 2014. [En línea].
- [48] Ministerio de ciencia y tecnología, «Redes subterráneas para distribución en baja tensión (ITC-BT-07). (2017),» Última actualización 2007. [En línea]. Available: http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/ITC_BT_07.pdf.
- [49] BOE, MINISTERIO DE ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL, Jueves 29 Diciembre 2016. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2016/12/29/pdfs/BOE-A-2016-12464.pdf>.
- [50] BOE, «MINISTERIO DE ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL. Resolución 12487 del 28 diciembre 2016. (2017),» [En línea].
- [51] BOE, «Artículo 12, RITE: eficiencia energética,» 29 Agosto 2007. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2007/08/29/pdfs/A35931-35984.pdf>.
- [52] España job, «Salario bruto promedio de un ingeniero junior. (2017),» Última actualización agosto 2017. [En línea]. Available: <http://espana.jobtonic.es/salary/26526/74925.html>.
- [53] Movilidad eléctrica, «Venta de vehículos enchufables en Europa por modelos. (2017),»

Última actualización febrero 2017. [En línea]. Available:
<http://movilidadelectrica.com/datos-de-ventas-de-coches-electricos-en-europa-en-2016/>.